



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4

PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 121]

नई दिल्ली, बुधवार, मार्च 28, 2018/चैत्र 7, 1940

No. 121]

NEW DELHI, WEDNESDAY, MARCH 28, 2018/ CHAITRA 7, 1940

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण

अधिसूचना

नई दिल्ली, 20 मार्च, 2018

राष्ट्रीय विद्युत योजना (खंड—1:उत्पादन)

**फा.सं.-सीईए/पीएलजी/आईआरपी/2/10/2018.**—विद्युत अधिनियम, 2003 (जिसे इसके बाद अधिनियम कहा जाएगा) की धारा 3 की उप-धारा (4) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण एतद्वारा राष्ट्रीय विद्युत योजना (खंड—1:उत्पादन) (जिसे इसके बाद योजना कहा जाएगा) को अधिसूचित करता है. योजना के खंड—1 में उत्पादन एवं सम्बंधित पहलू शामिल किए गए हैं. अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (4) में दिए गए निरूपण के अनुसार, यह योजना राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुरूप है जिसमें 12 वीं योजना की समीक्षा, वर्ष 2017-2022 की योजना विस्तार तथा वर्ष 2022-2027 की भावी योजनाएं शामिल हैं. योजना परिशिष्ट-1 (खंड—1) में संलग्न है.

प्रभात चंद्र कुरील, सचिव

[सं. विज्ञापन-3/4/असाधारण/491/17]

### राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2015 के लिए उद्देशिका

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3 (4) में यह उल्लेख किया गया है कि केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (कें. वि. प्रा.) राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार एक राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा और 5 वर्ष में एक बार ऐसी योजना को अधिसूचित करेगा।

परंतु राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करते समय प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत योजना के मसौदे को प्रकाशित करेगा और लाइसेंस धारकों, उत्पादन कंपनियों और जनता से यथाविहित समयावधि के भीतर उस पर सुझाव और आपत्तियां आमंत्रित करेगा:

परंतु सके अलावा प्राधिकरण निम्नलिखित कार्य भी करेगा –

क) केंद्र सरकार का अनुमोदन प्राप्त करने के बाद योजना को अधिसूचित करना;

ख) खंड (क) के अंतर्गत अनुमोदन प्रदान करते समय केंद्र सरकार द्वारा दिए गए निर्देश, यदि कोई है, को इसमें शामिल करते हुए योजना को संशोधित करना।

इसके अलावा उपर्युक्त अधिनियम की धारा 3(5) में यह उल्लेख किया गया है कि प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना की समीक्षा अथवा उसमें संशोधन कर सकता है।

राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 के पैरा 3 में उल्लेख किया गया है कि क्षमता अभिवृद्धि की आयोजना के लिए मांग का आकलन (मूल्यांकन) करना एक महत्वपूर्ण पूर्व अर्हता है। इसके अलावा विद्युत अधिनियम की धारा 73 (क) में यह प्रावधान किया गया है कि विद्युत प्रणाली के विकास के लिए अल्पकालिक और संभावित योजनाएं तैयार करना और राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हितों को बेहतर ढंग से पूरा करने की दृष्टि से संसाधनों के अधिकतम सदुपयोग के लिए विभिन्न आयोजना एजेंसियों के कार्यकलापों का समन्वय करना केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (कें. वि. प्रा.) के कार्यकलापों में से एक प्रमुख कार्यकलाप होगा। कें. वि. प्रा. द्वारा तैयार की गई और केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित इस योजना का इस्तेमाल भावी उत्पादन कंपनियों, पारेषण कंपनियों (यूटिलिटी) और पारेषण/वितरण लाइसेंस धारकों द्वारा एक संदर्भ दस्तावेज के रूप में किया जा सकता है।

तदनुसार कें. वि. प्रा. राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा जो 5 वर्ष की अल्पावधि के लिए एक फ्रेमवर्क के रूप में होगा, जबकि उसमें 15 वर्ष की एक भावी योजना दी जाएगी और उसमें निम्नलिखित को शामिल किया जाएगा :

विभिन्न क्षेत्रों के लिए अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग को पूर्वानुमान;

- उत्पादन और पारेषण की मितव्ययिताओं (अर्थतंत्र), प्रणाली की हानियों, लोड केंद्रों की आवश्यकताओं, ग्रिड स्थिरता, आपूर्ति की सुरक्षा, वोल्टेज प्रोफाईल सहित विद्युत की गुणवत्ता आदि और पुनर्वास एवं पुनर्स्थापना सहित पर्यावरणीय घटकों को ध्यान में रखते हुए उत्पादन एवं पारेषण के क्षेत्र में क्षमता अभिवृद्धि के लिए सुझाए गए क्षेत्र / स्थान;
- ऐसे संभावित स्थानों का पारेषण प्रणाली के साथ एकीकरण और पारेषण प्रणालियों के विभिन्न प्रकारों और उन्हें हटाने की आवश्यकताओं सहित राष्ट्रीय ग्रिड का विकास;
- दक्षतापूर्वक उत्पादन, पारेषण और वितरण के लिए उपलब्ध विभिन्न प्रौद्योगिकियां; और
- अर्थव्यवस्था, ऊर्जा सुरक्षा और पर्यावरण की दृष्टि से विचारनीय घटकों के आधार पर ईंधन के विकल्प।

राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करते समय केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण राज्य सरकारों सहित सभी पणधारकों के साथ परामर्श करेगा और राज्य सरकारें राज्य स्तर पर यह कार्यवाई अर्थात् स्थानीय स्तर पर सभी पणधारकों के साथ परामर्श करेंगी, जिनमें वितरण लाइसेंस धारक और राज्य क्षेत्र की पारेषण कंपनियां (एसटीयू) शामिल होंगी। अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग का आकलन करने के लिए आवधिक रूप से अध्ययन संचालित करते समय वितरण कंपनियों द्वारा लगाए गए पूर्वानुमानों को अपेक्षित वरीयता दी जाएगी। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ऐसी संस्थानों और एजेंसियों के साथ भी बातचीत करेगा, जिन्हें आर्थिक क्षेत्र, विशेष रूप से मांग का पूर्वानुमान लगाने में विशेषज्ञता प्राप्त है। अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों के लिए संभावित वृद्धि दरों पर भी मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए की जा रही कार्यवाई के दौरान विचार किया जाएगा। तदनुसार, 10वीं पंचवर्षीय योजना की समीक्षा, 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए विस्तृत योजना और 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए भावी योजना को शामिल करते हुए पहली राष्ट्रीय विद्युत योजना को अगस्त 2007 में भारत के राजपत्र में अधिसूचित किया गया।

11वीं पंचवर्षीय योजना की समीक्षा, 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए विस्तृत योजना और 13वीं पंचवर्षीय योजना के लिए भावी योजना को शामिल करते हुए दूसरी राष्ट्रीय विद्युत योजना को दिसंबर 2013 में दो खंडों (बॉल्यूम) (खंड-I, उत्पादन और खंड-II, पारेषण) के रूप में भारत के राजपत्र में अधिसूचित किया गया।

राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करते समय सचिव (विद्युत), विद्युत मंत्रालय की अध्यक्षता में पूर्ववर्ती योजना आयोग द्वारा गठित विद्युत पर कार्यकारी समूह की रिपोर्ट से लिए गए इनपुट का इस्तेमाल किया गया। योजना आयोग को नीति आयोग के रूप में प्रतिस्थापित कर दिया गया है, अतः अध्यक्ष, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने अपने दिनांक 09.07.2015 के अर्ध शासकीय पत्र संख्या कें. वि. प्रा. / पीएलजी / आईआरपी / 2 / 10 / 2015 / 439 के जरिए विद्युत मंत्रालय से राष्ट्रीय विद्युत योजना के लिए एक समिति गठित करने के बारे में सुझाव देने हेतु अनुरोध किया था। विद्युत मंत्रालय ने दिनांक 27.07.2015 के अर्ध शासकीय पत्र संख्या 38 - 7/1 /2015-पीएनपी के जरिए कें. वि. प्रा. को अध्यक्ष, कें. वि. प्रा. की अध्यक्षता में एक समिति गठित करने की सलाह दी है, जिसमें पणधारक संगठनों के सदस्यों को भी शामिल किया जाए। तदनुसार अध्यक्ष, कें. वि. प्रा. ने अपने दिनांक 28.08.2015 के आदेश संख्या कें. वि. प्रा. / पीएलजी / आईआरपी / 2 / 10 के जरिए निम्नलिखित लोगों को शामिल करते हुए और विचारार्थ विषयों (टीओआर) के साथ राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने के लिए राष्ट्रीय विद्युत योजना 2015 हेतु एक समिति गठित की।

### राष्ट्रीय विद्युत योजना 2015 तैयार करने के लिए समिति

#### क. गठन:

- i. अध्यक्ष, कें. वि. प्रा. - अध्यक्ष
- ii. मुख्य अभियंता (आईआरपी), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

#### सदस्य

- i. कें. वि. प्रा. के सभी सदस्य
- ii. आर्थिक सलाहकार, विद्युत मंत्रालय (एमओपी)
- iii. संयुक्त सचिव, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई)
- iv. महानिदेशक, ऊर्जा सक्षमता ब्यूरो (बीईई)
- v. सलाहकार (ऊर्जा), नीति आयोग
- vi. महानिदेशक, सीपीआरआई
- vii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, एनटीपीसी
- viii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, एनएचपीसी
- ix. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, पीजीसीआईएल
- x. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, पीएफसी
- xi. मुख्य कार्यकारी अधिकारी, (पीओएसओसीओ)
- xii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, एनपीसीआईएल
- xiii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, आरईसी

#### ख. एनईपी 2015 के लिए समिति के विचारार्थ विषय

- i. पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन के साथ-साथ कमी, यदि कोई है, के कारणों सहित 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के लिए निर्धारित किए गए लक्ष्यों की तुलना में संभावित उपलब्धियों की समीक्षा करना।
- ii. वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए पीक लोड और ऊर्जा आवश्यकता का आकलन तथा वर्ष 2022-27 के लिए भावी पूर्वानुमान लगाना।
- iii. नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) योजनाओं, नवीकरणीय और कैप्टिव वृद्धि (इंजेक्शन) पर विचार करने के पश्चात पूर्वानुमानित लोड और ऊर्जा आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए उत्तरोत्तर क्षमता आवश्यकता का आकलन करना और थर्मल, हाइड्रो, न्यूक्लियर आदि के संदर्भ में व्यवहार्य ब्यूरो पर सुझाव देना।
- iv. ईंधन, भूमि, जल, स्वदेशी विनिर्माण क्षमताओं, क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए अवसंरचनात्मक एवं मानव संसाधनों जैसी संसाधन आवश्यकताओं का आकलन करना।

- v. वर्ष 2017-22 के दौरान उत्पादन और पारेषण क्षमता अभिवृद्धि के लिए निवेश संबंधी आवश्यकताओं का आकलन करना।
- vi. मांग पक्ष प्रबंधन के जरिए ऊर्जा संरक्षण के उपाय सुझाना और कम कार्बन उत्सर्जन के लिए एक रणनीति पर सुझाव देना।
- vii. विद्युत क्षेत्र में नवीनतम प्रौद्योगिकीय विकास और अनुसंधान एवं विकास की समीक्षा करना तथा भारतीय परिस्थितियों के लिए इसकी उपयुक्तता का आकलन करना।
- viii. वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए एकीकृत पारेषण योजना का विकास और वर्ष 2022-27 के लिए भावी योजना का विकास, जिसमें ग्रिड सुरक्षा, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का दोहन और सार्क देशों के साथ ग्रिड एकीकरण की संभावनाओं का पता लगाना।

ग. 1. राष्ट्रीय विद्युत योजना समिति में अनिवार्य समझे जाने पर किसी भी विशेषज्ञ को सहयोजित अर्थात् शामिल किया जा सकता है।

2. राष्ट्रीय विद्युत योजना समिति किसी भी पहलू पर अलग उप समितियां गठित कर सकती हैं। उप समिति (समितियों) की रिपोर्ट एनईपी समिति के विचारार्थ प्रस्तुत की जाएगी।

राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2015 के लिए समिति की पहली बैठक अध्यक्ष, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण की अध्यक्षता में 01.09.2015 को आयोजित की गई थी, जिसमें विद्युत क्षेत्र के विभिन्न पहलुओं पर ध्यान रखने और उनके संबंध में एनईपी के लिए समिति को इनपुट देने के लिए 11 उप समितियां गठित करने का निर्णय लिया गया था। इसके पश्चात् एनईपी समिति की बैठकें दिनांक 26.11.2015, 07.01.2016, 09.03.2016, और 26.04.2016 को आयोजित की गईं। उप समितियों का गठन और उनके विचारार्थ विषय नीचे दिए अनुसार हैं:

#### **एनईपी, 2015 के लिए समिति के अधीन गठित की गई 11 उप समितियों का गठन और विचारार्थ विषय**

##### **1. उप समिति- 1- सभी के लिए विद्युत**

###### **गठन:**

- सदस्य, (जीओ एंड डी), कें. वि. प्रा. - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (पीएफए), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

###### **सदस्य:**

- कें. वि. प्रा. - सीई (डीपी एंड डी), सीई (पीएसएलएफ)
- आरईसी, एमएनआरई, बीईई, पीएफसी, एफआईससीसीआई के प्रतिनिधि

###### **उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- "सभी के लिए विद्युत" योजना के कारण मांग में वृद्धि (मेगा वाट और मेगा यूनिट) के संदर्भ में आकलन।
- वहनीय दरों पर उपभोक्ताओं को विश्वसनीय और गुणवत्तायुक्त विद्युत उपलब्ध कराने के लिए उपाय।
- आर - एपीडीआरपी जैसी 12वीं पंचवर्षीय योजनाओं की प्रभावशीलता की समीक्षा करना और उनमें संशोधन के बारे में सुझाव देना और / अथवा सिफारिशें करना।

##### **2. उप समिति 2 : मांग पक्ष प्रबंधन, ऊर्जा दक्षता और संरक्षण**

###### **गठन:**

- महानिदेशक (बीईई) - अध्यक्ष

- मुख्य अभियंता, (टीपीई एंड सीसी), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- ईईएसएल, पीसीआरए, सीआईआई, आईईईएमए, ईएलसीओएमए, एमएनआरई, नीति आयोग, फिक्की के प्रतिनिधि
- कें. वि. प्रा.-सीई (डीपी एंड डी)

**उपसमिति के विचारार्थ विषय:**

- 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान कार्यान्वित किए गए ऊर्जा संरक्षण उपायों का आकलन और उपलब्धियों की समीक्षा करना।
- मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) और वर्ष 2017-22 के लिए ऊर्जा दक्षता लक्ष्यों तथा अपनाए जाने वाले उपायों के जरिए ऊर्जा मांग और पीक मांग की कमी का आकलन करना।
- जलवायु परिवर्तन के मिशनों के संदर्भ में उपलब्धियां और योजनाएं

**3. उप समिति 3 : मांग पूर्वानुमान**

**गठन:**

- सदस्य (आयोजना), कें. वि. प्रा. - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता, (पीएलएसएफ), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- कें. वि. प्रा. - सीई (पीएफए), सदस्य सचिव (आरपीसी)
- बीईई, नीति आयोग, पीओएसओसीओ, एमएनआरई के प्रतिनिधि

**उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- पीएफए, डीएसएम और ऊर्जा संरक्षण उपायों के प्रभाव को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के लिए पीक लोड और ऊर्जा आवश्यकताओं के संदर्भ में मांग का आकलन करना

**4. उप समिति 4- 12वीं पंचवर्षीय योजना की समीक्षा और उत्पादन की आयोजना**

**गठन:**

- सदस्य, (आयोजना), कें. वि. प्रा. - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (आईआरपी), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- कें. वि. प्रा.- निदेशक (आईआरपी), निदेशक (आरई), निदेशक (टीपीएम), निदेशक (एचपीएम), निदेशक (ओएम), निदेशक (टीपीआई), निदेशक (एचपीआई), निदेशक (पीएसएलएफ), निदेशक (जीएम)
- पीओएसओसीओ, एनपीसीआईएल, एमएनआरई के प्रतिनिधि

**उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- गैर पारंपरिक स्रोतों और आर एंड एम / एलई सहित उत्पादन के संबंध में 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान निर्धारित लक्ष्यों की तुलना में संभावित उपलब्धियों, कमी यदि कोई है, के कारणों की समीक्षा करना।
- ग्रिड से जुड़े नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से वर्ष 2017-22 के दौरान उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि का आकलन करना।
- वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए अतिरिक्त उत्पादन क्षमता के अधिकतम मिश्रित विकल्पों की सिफारिश करना - परियोजनाओं की सूची बनाना और परियोजनाओं की व्यापक पहचान सहित वर्ष 2022-27 के लिए उनका चरणबद्ध कार्यक्रम तैयार करना तथा इस संबंध में अग्रिम कार्रवाई करना।
- आर एंड एम / एलई के लिए संभावनाओं का आकलन करना और अधिकतम लाभ के लिए योजनाएं तैयार करना (दक्षता और क्षमता सदुपयोग)

**5. उप समिति 5- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का एकीकरण****गठन:**

- सदस्य, (पीएस), कें. वि. प्रा.- अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता, (पीएसपी एंड ए-II), कें. वि. प्रा.- सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- कें. वि. प्रा.- सीई (आरई), सीई (जीएम), सीई (आईआरपी), सीई (आरए), सीई (पीएसएलएफ), नीति आयोग
- पीओएसओसीओ, आरपीसी, एमएनआरई, पीजीसीआईएल के प्रतिनिधि

**उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- विद्युत प्रणाली में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के वाधारहित (निर्वाध) एकीकरण से संबंधित मुद्दे।
- नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र के लिए संतुलन आवश्यकता।
- लचीला उत्पादन

**6. उप समिति 6- प्रौद्योगिकीय उन्नति और अनुसंधान एवं विकास****गठन:**

- महानिदेशक, सीपीआरआई -अध्यक्ष
- कार्यकारी निदेशक (एनईटीआरए), एनटीपीसी - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- आईईईएमए, आईआईटी कानपुर, पीजीसीआईएल, डीएसटी, बीएचईएल, एमएनआरई के प्रतिनिधि।
- कें. वि. प्रा.-सीई (आर एंड डी), सीई (टीईटीडी), सीई (एचईटीडी), सीई (एसईटीडी)

**उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- विद्युत क्षेत्र में मौजूदा अनुसंधान एवं विकास सुविधाओं और कार्यक्रमों की समीक्षा करना।
- विद्युत क्षेत्र के विभिन्न क्षेत्रों में प्रौद्योगिकी की पहचान, हस्तांतरण और उसे लागू करने सहित वर्ष 2017-22 के दौरान कार्यान्वित किए जाने वाले विज्ञान और प्रौद्योगिकी कार्यक्रमों के संबंध में सिफारिशें करना।

**7. उप समिति 7: ईंधन आवश्यकता****गठन:**

- सदस्य, (आयोजना), कें. वि. प्रा.- अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता, (एफएम), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय, कोयला मंत्रालय, न्यूक्लियर पावर कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड, नेवेली लिग्नाइट कॉर्पोरेशन, नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय
- कें. वि. प्रा.- सीई (आईआरपी) और सीई (टीपीआई)

**उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य को पूरा करने के लिए आवश्यक विभिन्न प्रकार की ईंधन की पहचान और मात्रा का निर्धारण तथा स्रोत और ईंधन उपलब्धता आदि।

**8. उप समिति 8- निधि आवश्यकता**

**गठन:**

- सदस्य, (ई एंड सी), कें. वि. प्रा. - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (एफ एंड सीए), कें. वि. प्रा.- सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- विद्युत मंत्रालय, पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन, रूरल इलेक्ट्रिफिकेशन कॉर्पोरेशन, नेशनल थर्मल पावर कॉर्पोरेशन, नेशनल हाइड्रोइलेक्ट्रिक पावर कॉर्पोरेशन, पावरग्रिड कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड , नीति आयोग, एनपीसीआईएल, एमएनआरई
- कें. वि. प्रा.- सीई (टीपीआई), सीई (एचपीआई), सीई (पीएसपी एंड ए)

**उप समिति के विचारार्थ विषय**

- विद्युत प्रणाली के लिए उपयुक्त वित्तीय मुद्दों की समीक्षा करना।
- क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य को पूरा करने के लिए आवश्यक निवेश और संबद्ध पारेषण प्रणाली, निधियों के संभावित स्रोतों आदि की पहचान करना।

**9. उप समिति 9- विद्युत क्षेत्र के लिए महत्वपूर्ण इनपुट****गठन:**

- निदेशक, (परियोजना), एनटीपीसी - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता, (टीईटीडी), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- कें. वि. प्रा.-सीई (टीपीआई), सीई (पीएसपी एंड ए), सीई (एसईटीडी), एमएनआरई, फिक्की
- बीएचईएल, रेल मंत्रालय, इस्पात मंत्रालय, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय पोत परिवहन मंत्रालय, सड़क परिवहन मंत्रालय, सीमेंट उद्योग, निजी क्षेत्र के उपस्कर विनिर्माताओं, सीआईआई के प्रतिनिधि

**उप समिति के विचारार्थ विषय:**

- क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकता को पूरा करने के लिए आवश्यक प्रमुख इनपुट की पहचान करना।
- वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान विद्युत क्षमता अभिवृद्धि के लिए आवश्यक अवसंरचनात्मक सहायता का आकलन करना।
- भूमि और जल आवश्यकता का आकलन करना।
- परिवहन (रेलवे, सड़क, जलमार्ग, पाइपलाइन, एलएनजी टर्मिनल).
- बंदरगाह की सुविधाएं
- निर्माण और विनिर्माण क्षमताएं, विशेष रूप से उन्निर्माण मशीनरी और सिविल तथा बीओपी संविदाकारों सहित उन्निर्माण एजेंसियां।
- स्टील, सीमेंट, एल्युमिनियम और अन्य सामग्री।

**10. उप समिति-10: पारेषण आयोजना****गठन:**

- सदस्य, (पीएस), कें. वि. प्रा. - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (पीएसपी एंड ए-II), कें. वि. प्रा. - सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- कें. वि. प्रा.- सीई (पीएसपी एंड ए-I), सीई (पीएसपीएम), सीई (एसईटीडी), आरपीसी
- पीजीसीआईएल, पीओएसओसीओ, एमएनआरई, हरियाणा, उड़ीसा, गुजरात, तमिलनाडु और पूर्वोत्तर राज्यों में से एक राज्य के प्रतिनिधि।

**उपसमिति के विचारार्थ विषय:**

- पारेषण के लिए 12वीं पंचवर्षीय योजना के लक्ष्यों की तुलना में उपलब्धियां और कमी, यदि कोई है, के कारणों की समीक्षा।
- वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए एकीकृत पारेषण योजना और वर्ष 2022-27 के लिए भावी योजना का विकास।
- सार्क देशों के बीच ग्रिड एकीकरण की संभावनाओं का पता लगाना
- हरित कोरीडोर
- पारेषण के क्षेत्र में प्रौद्योगिकीय विकास

**11. उप समिति-11: मानव संसाधन आवश्यकता**

**गठन:**

- महानिदेशक (एनपीटीआई) - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (एचआरडी), कें. वि. प्रा.- सदस्य सचिव

**सदस्य:**

- पीजीसीआईएल, एनटीपीसी, एनएचपीसी, एमएनआरई, राज्य क्षेत्र की दो उत्पादन कंपनियों (जेनको) के प्रतिनिधि।
- राष्ट्रीय कौशल विकास निगम का प्रतिनिधि

**उपसमिति के विचारार्थ विषय:**

- मानव संसाधन आवश्यकता का आकलन करना
- मानव संसाधन विकास योजना तैयार करना

उपर बताए गए अधिनियम के विलेखों को ध्यान में रखते हुए कें. वि. प्रा. द्वारा एनईपी तैयार करने के लिए कार्रवाई शुरू की गई। यह योजना एनईपी की विभिन्न उप समितियों द्वारा उपलब्ध कराए गए इनपुट के परिणामस्वरूप तैयार की गई है। मसौदा एनईपी को कें. वि. प्रा. और विद्युत मंत्रालय (एमओपी) की वेबसाइट पर प्रकाशित किया गया और सभी पणधारकों तथा आम जनता से उनके विचार/सुझाव/आपत्तियां आमंत्रित की गईं। विभिन्न पणधारकों से प्राप्त संगत टिप्पणियों के सारांश के साथ-साथ उनपर की गई कार्रवाई नीचे तालिका 1 में दी गई है।

**राष्ट्रीय विद्युत योजना (उत्पादन) की मसौदा रिपोर्ट पर प्राप्त टिप्पणियों का सारांश  
तालिका 1।**

क्र. सं.	टिप्पणियों का सारांश	की गई कार्रवाई	एनईपी में संशोधन
----------	----------------------	----------------	------------------

1	पोसोको		
1.1	<b>मांग पूर्वानुमान</b> पूर्वानुमानित मांग की गणना में निम्नलिखित दो मुद्दे छूट गए हैं (i) विद्युत मांग पर स्थल शीतलन आवश्यकताओं का प्रभाव; (ii) विद्युत मांग पर विद्युत वाहन संचलन का प्रभाव।	अंतिम एनईपी 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों पर आधारित है।	जी, नहीं।
1.2	यह सुझाव दिया जाता है कि एनईपी की समीक्षा कम-से-कम दो वर्ष में एक बार की जाए।	एनईपी में यह सुझाव दिया गया है कि ईपीएस की मध्यावधि समीक्षा की जाए। समीक्षा के आधार पर आवश्यक होने पर एनईपी की समीक्षा की जाएगी।	जी, नहीं।
1.3	यह सुझाव दिया जाता है कि बंद करने के लिए योजनाबद्ध पावर प्लांटों, जो 5200 मेगावाट क्षमता क्रम वाले हैं, की सूची अनुबंध में दी जाए।	बंद किए जाने के लिए जिन पावर प्लांटों पर विचार किया गया है, की सूची एनईपी में अनुबंध के रूप में दी गई है।	जी, हाँ।
1.4	ईजीईएस सॉफ्टवेयर से प्राप्त विभिन्न आउटपुट को एनईपी के अनुबंध के रूप में दिया जाए।	ईजीईएस सॉफ्टवेयर के आउटपुट की मात्रा अधिक है। एनईपी के भाग के रूप में इन्हें शामिल करने से अनावश्यक रूप से एनईपी का आकार बढ़ेगा।	जी, नहीं।
1.5	अध्ययन में तुलनात्मक रूप से कम दर अर्थात् 5% के साथ विचार करना बेहतर सिद्ध हो सकता है।	ईपीएस की मध्यावधि समीक्षा के बाद आवश्यक होने पर ऐसा किया जाएगा।	जी, नहीं।
1.6	ऐसा पूर्वानुमान अंतरनिहित है कि मॉनसून के विफल हो जाने के मामले में भी कोयला आधारित प्लांटों के समक्ष जल का कोई संकट नहीं होगा।	जल की कमी के कारण प्रभावित होने वाले कोयला आधारित प्लांटों का प्रतिशत देश में कोयला आधारित प्लांटों की कुल स्थापित क्षमता के साथ तुलना करने पर बहुत ही कम है। ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण से ऐसी उम्मीद की जाती है कि कोयला आधारित प्लांट तुलनात्मक रूप से कम पीएलएफ पर संचालित होंगे, जिससे उनकी जल की आवश्यकता भी घट जाएगी।	जी, नहीं।
1.7	कुछ पावर प्लांटों में फ्लाई ऐश का सदुपयोग बहुत ही कमतर स्तर पर किया जाता है।	सुझाव के अनुसार इसे एनईपी में अब शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
1.8	एनआरईएल रिपोर्ट में यह निष्कर्ष निकाला गया है कि पावर प्लांटों की प्रायः की जाने	इसके अलावा उत्सर्जन और साइकिलिंग के बीच सह संबंध	जी, नहीं।

	वाली साइकलिंग और रैंपिंग के कारण उत्सर्जन पर शायद ही कोई प्रभाव पड़ता है।	स्थापित करने के लिए विस्तृत अध्ययनों की आवश्यकता हो सकती है।	
1.9	क्षमता निर्माण और प्रशिक्षण कार्यक्रमों में प्रणाली के योजनाकारों और प्रणाली प्रचालकों को भी शामिल करने की आवश्यकता है।	वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के लिए जनशक्ति के संबंध में पूर्वानुमानों और प्रशिक्षण आवश्यकता में प्रणाली के योजनाकारों और प्रणाली प्रचालकों की आवश्यकता को शामिल किया गया है। विद्युत मंत्रालय की कौशल विकास योजना में इसका सूक्ष्म श्रेणीकरण किया गया है।	जी, नहीं।
1.10	भंडारण प्रौद्योगिकियों पर भी एक अलग अध्याय जोड़ा जा सकता है।	भंडारण प्रौद्योगिकी आरंभिक चरण पर है और लोड प्रबंधन बनाम लागत प्रभावशीलता पर इसके कार्यान्वयन के प्रभाव के बारे में एनईपी में विस्तार से चर्चा करना अपरिपक्वता सिद्ध होगा।	जी, नहीं।
1.11	मसौदा एनईपी में छोटी-मोटी टंकण संबंधी त्रुटियां	ठीक कर दी गई हैं।	जी, हाँ।
<b>2</b>	<b>महावितरण – महाराष्ट्र</b>		
2.1	अगले पांच वर्ष (वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2021-22) के लिए यथार्थपरक मांग पूर्वानुमान	अंतिम एनईपी 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों पर आधारित है।	जी, नहीं।
2.2	अधिक मांग का उल्लेख करने से क्षमता बेकार होगी और उसके अनुरूप पारेषण क्षमता आवश्यकता बढ़ेगी, जिसके फलस्वरूप उपभोक्ता टैरिफ में वृद्धि हो सकती है।		
2.3	एनईपी में वितरण लाइसेंस धारक वार अनुमानित मांग उपलब्ध कराए जाने की आवश्यकता है।	इसके विवरण 19वीं ईपीएस रिपोर्ट में उपलब्ध हैं।	जी, नहीं।
2.4	एनईपी में प्रत्येक वितरण लाइसेंस धारक के लिए पीक लोड प्रबंधन का कोई उल्लेख नहीं किया गया है।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र में नहीं आता है।	जी, नहीं।
2.5	डीएसएम के लिए राज्यवार लक्ष्य कैसे निर्धारित किए गए हैं?	राज्यवार लक्ष्य बीईई द्वारा निर्धारित किए गए और आंकड़े डीएसएम उप समिति -02 द्वारा प्रस्तुत किए गए, जिसकी अध्यक्षता महानिदेशक ऊर्जा कुशलता ब्यूरो द्वारा की जाती है।	जी, नहीं।
2.6	• नवीकरणीय ऊर्जा खरीद की लागत से अभी हाल ही के वर्षों में एमएसईडीसीएल की वित्तीय स्थिति बुरी तरह प्रभावित हुई है। इसलिए नवीकरणीय ऊर्जा को बढ़ावा देते	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की लागत को समग्र स्थिरता के परिप्रेक्ष्य में देखा जाना चाहिए। विश्लेषण केवल अल्पकालिक मूल्य लागत लाभ	जी, नहीं।

	<p>समय वितरण लाइसेंसधारक की चिंताओं की अनदेखी नहीं की जा सकती है।</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• "हरित कोरिडोर" जैसी पारेषण अवसंरचना के निर्माण से पारेषण टैरिफ काफी हद तक प्रभावित होगा।</li> <li>• नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि और नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता के ग्रिड के साथ एकीकरण के लिए निवेश आवश्यकता का उपभोक्ता टैरिफ पर बड़े पैमाने पर प्रभाव पड़ेगा।</li> <li>• वित्तीय वर्ष 2021-22 के अंत तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता स्थापित करने की परिकल्पना की गई है। उपर्युक्त क्षमता का ग्रिड के साथ एकीकरण किया जाना है, जो कि एक बड़ा, जटिल और महत्वपूर्ण कार्य है और इसके लिए अधिक लागत की आवश्यकता है।</li> </ul>	<p>पर ही केंद्रित नहीं होना चाहिए। इसमें दीर्घकालिक सामाजिक लागत लाभों का भी उल्लेख होना चाहिए।</p> <p>नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा यथा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।</p>	
2.7	राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा के विकास के लिए एमईडीए नोडल एजेंसी है। नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता पर एमईडीए के डेटा के अनुसार विचार किया जाए।	मसौदा एनईपी में अनुमानित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के आंकड़े एमएनआरई के डेटा के अनुसार हैं।	जी, नहीं।
2.8	अनुबंध 6.3 में वर्ष 2022 तक हासिल किया जाने वाला लक्ष्य (सौर-11926 और पवन-7600) कुछ ज्यादा प्रतीत होता है।		
2.9	कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि के साथ-साथ नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बड़े पैमाने पर क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए यह उम्मीद की जाती है कि थर्मल पावर प्लांट या तो बेकार पड़े रहेंगे अथवा तुलनात्मक रूप से कम पीएलएफ पर प्रचालित होंगे।	एनईपी में इसका पहले से ही उल्लेख कर दिया गया है।	जी, नहीं।
2.10	यह सुझाव दिया जाता है कि निवेश पर एक अलग अध्याय आवश्यक है।	एनईपी में निधि आवश्यकता पर एक अलग अध्याय पहले से ही उपलब्ध है।	जी, नहीं।
<b>3</b>	<b>हरियाणा विद्युत खरीद केंद्र</b>		
3.1	अब 25 मेगावाट तक की क्षमता वाले जल विद्युत प्लांटों को नवीकरणीय ऊर्जा श्रेणी में माना जाता है। तुलनात्मक रूप से अधिक रेंज क्षमता वाले पावर प्लांटों को बढ़ावा देने के लिए इस रेंज को 100 मेगावाट तक बढ़ाया जाना चाहिए। प्रति मेगावाट लागत के संदर्भ में तुलनात्मक रूप से छोटे पावर प्लांटों की लागत बड़े पावर प्लांटों की तुलना में अधिक होती है।	यह एमएनआरई के अनुसार है। तथापि दिए गए सुझाव को एनईपी की सिफारिशों में शामिल किया जा रहा है।	जी, हाँ

3.2	सौर विद्युत केवल ऑफ पीक घंटों के दौरान ही उपलब्ध होती है, जिससे एक बार फिर पीक और ऑफ पीक के बीच अंतर बढ़ेगा। सरकार को ऑफ ग्रिड सौर प्रणाली विद्युत को बढ़ावा देना चाहिए, क्योंकि यह तुलनात्मक रूप से अधिक लाभप्रद है।	एनईपी का सरोकार ग्रिड संबद्ध लोड की मांग को पूरा करने से संबंधित है।	जी, नहीं।
3.3	एक ही क्षेत्र में खपत किए जाने वाले स्रोत का अधिकतम सदुपयोग करने के लिए पारेषण प्रणाली का सुदृढीकरण किया जाना चाहिए और पीओसी प्रभारों पर इसके प्रभाव को कम करने के लिए भविष्य में अंतरक्षेत्र के लिए योजना बनाई जानी चाहिए।	इसके संबंध में जानकारी एनईपी के खंड 2-पारेषण में दी गई है।	
3.4	पीक घंटों के दौरान गैस आधारित प्लांटों की उपलब्धता पीक और ऑफ पीक घंटों के बीच अंतर को घटाने में सहायक सिद्ध होगी। वस्तुतः गैस आधारित पावर प्लांटों के लिए प्राकृतिक गैस की उपलब्धता बढ़ाई जाए।	एनईपी में इस संबंध में पहले से ही सिफारिश की गई है।	जी, नहीं।
4	<b>ग्रिडको</b>		
4.1	i) एनईपी में क्षेत्रवार मांग पूर्वानुमान को शामिल किया जाए। ii) योजना में विभिन्न ऊर्जा स्रोतों से क्षेत्रवार और स्थानवार क्षमता अभिवृद्धि का उल्लेख किया जाए।	i) क्षेत्रवार मांग पूर्वानुमान का उल्लेख 19वीं ईपीएस रिपोर्ट में किया गया है। ii) विभिन्न ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लिए राज्यवार स्थानों की जानकारी एनईपी में दी गई है।	जी, नहीं।
4.2	वह आयोजना अवधि, जिसमें क्षमता अभिवृद्धि के लिए 50,025 मेगावाट की निर्माणाधीन कोयला आधारित उत्पादन यूनिटों की परिकल्पना की गई है।  स्थानों/ क्षमता और वाणिज्यिक प्रचालन की तारीखों के भी विवरण दिए जाएं।	वर्ष 2017-22 के दौरान लाभ प्रदान करने की संभावना के साथ निर्माणाधीन कोयला आधारित क्षमता को 47,855 मेगावाट के रूप में संशोधित कर दिया गया है। स्थान/क्षमता/वर्षवार कमीशनिंग की तारीखों के विवरण अनुबंध में दिए गए हैं।	जी, हाँ।
4.3	उस आयोजना अवधि की पहचान करने के लिए अनुरोध है, जिसमें यूएमपीपी कमीशनिंग के लिए अधिसूचित की गई हैं।	एनईपी तैयार करते समय विवरण उपलब्ध नहीं थे।	जी, नहीं।
4.4	पुराने यूनिटों को बंद करना - i) वर्ष 2017-22 के दौरान बंद की जा रही यूनिटों के नाम बताए जाएं।	जिन पावर प्लांटों को बंद करने पर विचार किया गया है, उनकी सूची एनईपी में दी गई है।	जी, हाँ।

	ii) -----क्या यूनिट की आयु और क्षमता के कारण बेहतर निष्पादन करने वाली यूनिटों को बंद करना विवेकपूर्ण होगा		
4.5	एनईपी में जीसीवी के मुद्दे पर ध्यान केंद्रित किया जाए क्योंकि कोयले की "डिसपैच जीसीवी" "प्राप्ति जीसीवी" के लगभग समतुल्य होनी चाहिए।	कोयले की जीसीवी का निर्धारण करने के लिए तृतीय पक्षकार से नमूने तैयार करने की बात पहले ही शामिल कर ली गई है।	जी, नहीं।
4.6	----आयोजना अध्ययन में कोयला आधारित उत्पादन प्लांटों से छोड़ी गई क्षमता के समतुल्य नवीकरणीय ऊर्जा से कोयला धारक राज्यों को प्रतिपूर्ति का सुझाव दिया जाना चाहिए। ----	आयोजना के कार्यक्षेत्र में नहीं आता है।	जी, नहीं।
4.7	i) एनईपी में क्षेत्रवार मांग पूर्वानुमान को शामिल किया जाए। ii) योजना में विभिन्न ऊर्जा स्रोतों से क्षेत्रवार और स्थानवार क्षमता अभिवृद्धि का उल्लेख किया जाए।	i) क्षेत्रवार मांग पूर्वानुमान का उल्लेख 19वीं ईपीएस रिपोर्ट में किया गया है। ii) विभिन्न ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लिए राज्यवार स्थानों की जानकारी एनईपी में दी गई है।	जी, नहीं।
<b>5</b>	<b>तेलंगाना सरकार</b>		
5.1	सोलर आइसोलेशन में गिरावट (ग्रिड में उच्च नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता की योजना बनाए जाने के बावजूद भी ) और उत्पादन स्टेशनों की तकनीकी विफलता सहित प्रणाली के समक्ष उत्पन्न हो सकने वाले प्रमुख जोखिमों को ध्यान में रखते हुए स्पनिंग रिजर्व की आवश्यकताओं का उल्लेख किया जाए।	राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 के अनुसार 5% स्पनिंग रिजर्व लिया गया है।	जी, नहीं।
5.2	सोलर रूफटॉप से 40% सौर ऊर्जा का अनुमान अत्यधिक आशावादी है और सरकार / डिसकॉम को सोलर रूफ टॉप के उपयोग को बढ़ाने के लिए सक्रिय रूप से कदम उठाने उठाने की आवश्यकता है।	एकीकृत रूप से 40 गीगावाट की सोलर रूफ टॉप क्षमता अभिवृद्धि से संबंधित डेटा एमएनआरई के अनुसार है।	जी, नहीं।
5.3	वर्ष 2019 तक पीएफए का लक्ष्य हासिल करने में सक्षम बनने के प्रयोजन से केंद्र सरकार के लिए यह अनिवार्य है कि डिसकॉम , विशेष रूप से तेलंगाना डिसकॉम को सरलता से निधि उपलब्ध कराई जाए।	यह एनईपी के अधिकार क्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
5.4	एनईपी में इन क्षेत्रों में क्षमता निर्माण के लिए भी एक रोड मैप शामिल किया जाए। इस रोड मैप में प्रत्येक राज्य/डिसकॉम में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण और प्रबंधन के लिए	एनईपी में विद्युत क्षेत्र में मानव संसाधन विकास के लिए एक अलग अध्याय अर्थात् अध्याय 14 शामिल किया गया है, जिसमें	जी, नहीं।

	उत्कृष्टता केंद्र के सृजन की योजना बनाई जा सकती है। राज्यों द्वारा अभी हाल ही में की गई पहलों में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए एक समर्पित लोड प्रबंधन केंद्र शामिल है। ऐसी पहलों को सुदृढ़ करने और उनके प्रचालन के लिए सक्षम जनशक्ति सुनिश्चित करने के लिए प्रयास आवश्यक हैं।	नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र में क्षमता निर्माण का उल्लेख है।	
5.5	800 मेगावाट क्षमता वाली सोलर वाटर हीटिंग प्रणाली का इस्तेमाल आशावादी हो सकता है और इसे संशोधित किया जाए।	800 मेगावाट क्षमता वाली सोलर वाटर हीटिंग प्रणाली एमएनआरई के पूर्वानुमानों के अनुसार है।	जी, नहीं।
5.6	टीओडी/टीओयू कार्यक्रमों की प्रभावशीलता का मूल्यांकन करने के लिए डिसकॉम इन योजनाओं के कार्यान्वयन की तारीख से एक वर्ष के बाद अध्ययन कर सकते हैं। टीओडी/टीओयू की समय सीमाओं के साथ-साथ प्रणाली में पीक लोड को घटाने का अपेक्षित लक्ष्य प्राप्त करने के लिए प्रोत्साहन में उपयुक्त समायोजन किए जाएं।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र में नहीं आता है।	
5.7	सरकार को कार्यक्रम के बारे में उपभोक्तकों के बीच जागरूकता बढ़ानी चाहिए। एक सुदृढ़ निगरानी और सत्यापन तंत्र कार्यान्वित किए जाने की आवश्यकता है तथा इसका लाभ उठाते हुए बचत किए जाने की आवश्यकता है।	यह डिसकॉम के स्तर पर किए जाने की आवश्यकता है।	जी, नहीं।
5.8	मांग चालकों में परिवर्तन को ध्यान में रखते हुए लोड घटक का इस्तेमाल कर पीक मांग की गणना करने से हो सकता है कि यथार्थ तस्वीर उभरकर सामने न आए। लोड प्रबंधन राजकीय डिसकॉम की योजनाओं का उल्लेख किए जाने की आवश्यकता है। पीक मांग को कम करने के लिए ऊर्जा कुशलता उपायों से ऊर्जा बचत के लिए साधारण लोड घटक के गुणांक से प्रणाली की सही तस्वीर प्रदर्शित नहीं होगी।	अंतिम एनईपी 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों पर आधारित है।	जी, नहीं।
5.9	जैसा संवेदनशीलता विश्लेषण में देखा जा सकता है कि कोयला आधारित थर्मल प्लांटों का पीएलएफ काफी हद तक नवीकरणीय ऊर्जा और जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि पर निर्भर है। इसके अलावा दिन के 24 घंटों के दौरान लोड में परिवर्तन होने से थर्मल प्लांट अपनी न्यूनतम तकनीकी क्षमता से नीचे प्रचालित हो सकते हैं। अतः ग्रिड की स्थिरता के लिए और उपभोक्तकों विश्वसनीय विद्युत उपलब्ध कराने के लिए कोयला आधारित थर्मल प्लांटों की न्यूनतम तकनीकी क्षमता घटाने के लिए राजकीय और केंद्रीय उत्पादन कंपनियों (जेनको) को प्रोत्साहित करने की सलाह दी जाती है।	इसका उल्लेख एनईपी के अध्याय 15 में की गई सिफारिशों में पहले से ही किया गया है।	जी, नहीं।

	जर्मनी जैसे देशों, जहां नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता प्रचुर मात्रा में उपलब्ध है, ने अपने थर्मल प्लांटों की सहूलियत बढ़ाने और मांग के प्रति तुलनात्मक रूप से उन्हें अधिक उत्तरदायी बनाने की दिशा में उल्लेखनीय प्रगति की है।		
5.10	भारत भर में पवन - सौर हाइब्रिड प्लांट क्षमता स्थापित किए जाने की आवश्यकता है और उन स्थानों पर हाइब्रिड प्लांटों की स्थापना को प्रोत्साहित करने की आवश्यकता है।	यह एमएनआरई के कार्यक्षेत्र में आता है।	जी, नहीं।
5.11	एनआईडब्ल्यूई के नवीनतम अनुमानों के अनुसार तेलंगाना राज्य में 4244 मेगावाट की पवन क्षमता उपलब्ध है। इसके अलावा विद्युत उत्पादन के लिए जल विद्युत, बायोमास और अपशिष्ट ऊर्जा क्षमता भी उपलब्ध है।	एनईपी में दिए गए आंकड़े एमएनआरई के अनुसार हैं।	जी, नहीं।
5.12	दिनांक 31.03.2016 की स्थिति के अनुसार तेलंगाना राज्य में नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों की स्थापित क्षमता नीचे दिए अनुसार है- बायोमास ..... 58.00 मेगावाट बायोगैस.....124.15 मेगावाट लघु जल विद्युत.....25.56 मेगावाट नगरपालिक ठोस ..... 18.6 मेगावाट अपशिष्ट औद्योगिक अपशिष्ट.....18.5 मेगावाट पवन.....77.7 मेगावाट सौर .....527.84 मेगावाट		जी, नहीं।
5.13	जहां एक ओर जल विद्युत एक लचीला समाधान है, वहीं दूसरी ओर जल छोड़ने का नियंत्रण हमेशा एसएलडीसी के पास नहीं होता है। यह तथ्य संभवतः पीक लोड प्लांटों के रूप में जल विद्युत प्लांटों के प्रयोग को सीमित कर सकता है। अतः ग्रिड संतुलन के लिए पीक लोड ऊर्जा स्रोतों से ऊर्जा प्राप्त करना विवेकपूर्ण होगा। अतः गैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए गैस सुरक्षित करने के विकल्प होने चाहिए। घरेलू गैस के मूल्य और उत्पादन के संबंध में स्पष्टता तथा आरएलएनजी के पर्याप्त	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की संतुलन आवश्यकताओं को पूरा करने में जल विद्युत और गैस आधारित प्लांटों की महत्वपूर्ण भूमिका का एनईपी में विस्तार से उल्लेख किया गया है।	जी, नहीं।

	स्रोत गैस आधारित प्लांटों का प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए महत्वपूर्ण हैं।		
5.14	विद्युत से चलने वाले वाहनों की संभावित खपत और ग्रिड पर इसके प्रभाव के बारे में भी चर्चा की जा सकती है।	19वीं ईपीएस रिपोर्ट में इसका उल्लेख किया गया है।	जी, नहीं।
5.15	घाटे का प्रबंधन करना महत्वपूर्ण है, परंतु अधिशेष का प्रबंधन भी भविष्य में समाधान किया जाने वाला एक प्रमुख मुद्दा है। इसके फलस्वरूप तुलनात्मक रूप से अधिक सुदृढ़ और गतिशील अल्पकालिक बाजार तैयार होना आवश्यक हो जाएगा। एनईपी में अल्पकालिक बाजार के समक्ष उन जटिलताओं और बाधाओं पर भी चर्चा की जानी चाहिए, जिनका समाधान एसएलडीसी/डिस्कॉम द्वारा किए जाने की आवश्यकता है।	इसमें बहुत से नियामक मुद्दे शामिल हैं। इनका समाधान नियामकों द्वारा किया जाए।	जी, नहीं।
5.16	आगे बढ़ने के लिए सूचना प्रौद्योगिकी के हस्तक्षेप का दायरा बढ़ाना और ग्रिड स्थिरता के प्रबंधन तथा लागत को अनुकूल बनाने के लिए जी-टी-डी में स्वचालन विवेकपूर्ण निर्णय है। अतः इसका उल्लेख किया जाए।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
5.17	सोलर आइसोलेशन में गिरावट (ग्रिड में उच्च नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता की योजना बनाए जाने के बावजूद भी) और उत्पादन स्टेशनों की तकनीकी विफलता सहित प्रणाली के समक्ष उत्पन्न हो सकने वाले प्रमुख जोखिमों को ध्यान में रखते हुए स्पनिंग रिजर्व की आवश्यकताओं का उल्लेख किया जाए।	राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 के अनुसार 5% स्पनिंग रिजर्व लिया गया है।	जी, नहीं।
<b>6</b>	<b>पावर कंपनी कर्नाटक लिमिटेड (पीसीकेएल)</b>		
6.1	वर्ष 2022 तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय क्षमता के लक्ष्य की समीक्षा की जाए।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार हैं।	जी, नहीं।
6.2	नई पवन विद्युत परियोजनाओं के साथ-साथ मौजूदा "पवन विद्युत परियोजनाओं के पुनः सशक्तिकरण के लिए नीति" के अंतर्गत मौजूदा पवन विद्युत परियोजनाओं के पुनः सशक्तिकरण को प्रोत्साहित किया जाए।	अंतिम एनईपी की सिफारिशों में यह सुझाव शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
6.3	उपयुक्त टैरिफ व्यवस्था उपलब्ध कराकर जल विद्युत और गैस आधारित पावर प्लांटों को पीकिंग सहायता और ग्रिड संतुलन के लिए आरक्षित रखा जाएगा।	एनईपी केवल इस सिद्धांत को ध्यान में रखते हुए ही तैयार की गई है। नियामकों को टैरिफ डिजाइन संबंधी मुद्दे का समाधान करना है।	जी, नहीं।
6.4	परियोजनाओं की प्रगति की निगरानी करने के लिए एनईपी के अंतर्गत राष्ट्रीय स्तर और क्षेत्रीय स्तर पर समीक्षा समिति पर विचार	समीक्षा संबंधी सिफारिशों को एनईपी में पहले ही शामिल कर लिया गया है।	जी, नहीं।

	किया जाए।		
6.5	निर्माणाधीन 50,025 मेगावाट की कोयला आधारित परियोजनाओं की सूची एनईपी में उपलब्ध कराई जाए।	इसे एनईपी में शामिल किया जा रहा है।	जी, हाँ।
6.6	बेकार पड़ी क्षमताओं के पुनर्निर्माण और ऐसी किसी मौजूदा बेकार क्षमता के सदुपयोग के लिए उपयुक्त व्यवस्था की जाए।	विद्युत अधिनियम 2003 के अनुसार विद्युत प्लांटों की स्थापना को काफी हद तक डिलाइसेंस किया गया है। एनईपी एक संदर्भ दस्तावेज है, जो संभावित निवेशकों को निर्णय करने की प्रक्रिया में सहायता प्रदान करता है।	जी, नहीं।
6.7	टंकण संबंधी कुछ त्रुटियों का उल्लेख किया गया है।	अंतिम एनईपी में आवश्यक संशोधन कर दिए गए हैं।	जी, हाँ।
<b>7</b>	<b>बीआरपीएल</b>		
7.1	जल विद्युत परियोजनाओं को नवीकरणीय स्रोत माना जाए।	सिफारिशों में इसे शामिल किया जा रहा है।	जी, हाँ।
7.2	पीक लोड घटाने के लिए डीएसएम को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।	एनईपी में इसे पहले ही शामिल कर लिया गया है।	जी, नहीं।
7.3	संतुलन के लिए समायोजन के पश्चात नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का परिणामी टैरिफ मौजूदा कोयले की कीमतों के साथ गैर प्रतिस्पर्धी हो सकता है।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की लागत को समग्र स्थायित्व के दृष्टिकोण से देखा जाना चाहिए। विश्लेषण केवल अल्पकालिक मूल्य लागत लाभ विश्लेषण पर ही केंद्रित नहीं होना चाहिए। इसमें दीर्घकालिक सामाजिक लागत लाभ का भी उल्लेख होना चाहिए।	जी, नहीं।
7.4	नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता अत्यधिक अस्थिर और अव्यवहारिक रही है।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
7.5	पंप स्टोरेज प्लांट वाणिज्यिक रूप से अव्यवहार्य हैं।	पंप स्टोरेज प्लांटों से ग्रिड की संतुलन और रैपिंग आवश्यकता को पूरा करने में एक महत्वपूर्ण भूमिका अदा करने की अपेक्षा की जाती है। नियामकों को इसके लिए आवश्यक टैरिफ डिजाइन करने की आवश्यकता है।	जी, नहीं।
7.6	पूँजीगत व्यय (कैपेक्स) बढ़ाने के बजाय पुराने और अदक्ष पावर प्लांटों को क्रमबद्ध ढंग से बंद किया जाना चाहिए।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, हाँ।
<b>8</b>	<b>नीति आयोग</b>		
8.1	यह सुझाव दिया जाता है कि सभी तीनों परिदृश्यों में लागत संबंधी विवक्षाओं	भारत सरकार ने नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट की क्षमता	जी, नहीं।

	(बाध्यताओं) की आयोजना के उद्देश्य से तुलना किए जाने की आवश्यकता है।	अभिवृद्धि का लक्ष्य निर्धारित किया है। इस मुख्य लक्ष्य जलवायु परिवर्तन पर पड़ रहे प्रतिकूल प्रभाव को कम करना है। इसके अलावा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की प्रौद्योगिकी पारंपरिक प्लांटों की परिपक्व प्रौद्योगिकी की तुलना में बेहतर प्रौद्योगिकी के रूप में उभरकर सामने आ रही है। अतः लागत की तुलना अत्यधिक व्यक्तिनिष्ठ होगी।	
8.2	यह सुझाव दिया जाता है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना में कोयला आधारित उत्पादन के लिए क्षमता अभिवृद्धि को स्थिर नहीं रखा जाना चाहिए, बल्कि ऐसी क्षमता को कम करने पर विचार किया जाना चाहिए, जो तुलनात्मक रूप से अधिक पीएलएफ पर कार्य कर सकती है।	कोयला आधारित प्लांटों की स्थापना को डिलाइसेंस कर दिया गया है। विद्युत प्लांट की स्थापना का निर्णय निवेशक की अपनी योग्यता पर निर्भर है।	जी, नहीं।
8.3	यह उल्लेख किया गया है कि वर्तमान में मौजूदा गैस आधारित पावर प्लांट बहुत ही कम पीएलएफ (23%) पर कार्य कर रहे हैं और कुछ गैस आधारित पावर प्लांट प्राकृतिक गैस की अनुपलब्धता के कारण बेकार पड़े हुए हैं। कें. वि. प्रा. द्वारा लगाए गए विद्युत मांग के अनुमानों के अनुसार गैस आधारित परियोजनाओं के 23% पीएलएफ पर प्रचालित होने की संभावना है। यह मामला गंभीरतापूर्वक विचार करने का है।	एनईपी में गैस आधारित पावर प्लांटों की भूमिका का उल्लेख किया गया है और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण के लिए गैस की न्यूनतम आवश्यकता भी विनिर्दिष्ट की गई है।	जी, नहीं।
8.4	विद्युत मांग संबंधी पूर्वानुमानों और कें. वि. प्रा. की क्षमता अभिवृद्धि योजना को ध्यान में रखते हुए जल विद्युत उत्पादन कुल क्षमता के 36% पर प्रचालित होने की संभावना है। इसके परिणामस्वरूप जल विद्युत परियोजनाओं का प्रचालन अपेक्षित स्तर पर नहीं होगा।	जल विद्युत प्लांटों का सदुपयोग उपलब्ध जल विद्युत ऊर्जा पर निर्भर करता है। अध्ययन के उद्देश्य से डिजाइन ऊर्जा पर विचार किया गया है। जल विद्युत के अपेक्षित स्तर से कम सदुपयोग का प्रश्न ही नहीं उठता है।	जी, नहीं।
8.5	यह प्रस्ताव किया जाता है कि कें. वि. प्रा. संतुलन क्षमता का अनुमान लगाने के लिए एक कार्रवाई शुरू करे।	संतुलन क्षमता को एनईपी के खंड II (पारेषण) में शामिल किया जाएगा।	जी, नहीं।
8.6	उत्पादन क्षेत्र के लिए निधि आवश्यकता की गणना हेतु विचार की गई लागत शर्तों को कोयला के लिए तुलनात्मक रूप से अधिक (7 करोड़ रुपए प्रति मेगावाट) और जल विद्युत क्षेत्र के लिए (10 करोड़ रुपए प्रति मेगावाट) माना	विचार की गई लागत प्रति मेगावाट की शर्तें व्यय के वास्तविक रुझान और नई पर्यावरणीय शर्तों के कारण अतिरिक्त लागतों के अनुसार हैं।	जी, नहीं।

	गया है। उत्पादन क्षेत्र के लिए प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया शुरू करने से प्रति मेगावाट स्थापना लागत कम हो जानी चाहिए। इस पर पुनः विचार करने की आवश्यकता है।		
8.7	सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी से अल्ट्रा / एडवांस्ड सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी को अपनाना प्राकृतिक संसाधन (कोयला) के दक्षता पूर्वक सदुपयोग में स्थायी सुधार का मुख्य आधार है।	इसे एनईपी में पहले ही शामिल कर लिया गया है।	जी, नहीं।
8.8	जहां तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण का संबंध है, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विशेष रूप से जब कोई विद्युत उत्पादन नहीं होता है, तो उस समय आवश्यक भंडारण समाधान के संदर्भ में कोई अनुमान नहीं लगाया गया है।	इसका उल्लेख एनईपी के खंड -II (पारेषण) में पहले ही किया गया है।	जी, नहीं।
8.9	राष्ट्रीय विद्युत योजना में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के मुख्य ग्रिड के साथ एकीकरण के दौरान आने वाली विभिन्न प्रकार की लागतों की पहचान की गई है, परंतु ऐसी लागतों के लिए लागत अनुमान उपलब्ध नहीं कराए गए हैं।	यह आरंभिक चरण में है। अतः इस चरण पर लागत अनुमान बहुत ही व्यक्तिनिष्ठ होंगे।	
8.10	अनुसंधान और विकास परियोजनाओं के लिए नई प्रौद्योगिकी जैसे क्वैंटम डॉट, आर्गेनिक कोटिंग, मल्टी जंक्शन सेल और तीसरी पीढ़ी की उत्पादन प्रौद्योगिकी जैसे सोलर पैनल, जिनमें यूवी और इन्फ्रारेड स्पेक्ट्रम का सदुपयोग किया जाता है, जो अंतिम रूप से सेल की दक्षताओं में वृद्धि करते हैं, का भी रिपोर्ट में उल्लेख करने की आवश्यकता है।	सुझाव के अनुसार अब इसे एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
8.11	नवीकरणीय ऊर्जा आधारित पावर प्लांटों की आयोजना में भूमि की आवश्यकता का उल्लेख अवश्य किया जाना चाहिए, जो देश के लिए बहुत ही महत्वपूर्ण है। रिपोर्ट में ऐसा कोई मूल्यांकन नहीं किया गया है।	एमएनआरई से इसकी गणना अलग से करने के लिए अनुरोध किया गया था।	जी, नहीं।
8.12	तालिका 10.8-10.9 में पारंपरिक विद्युत उत्पादन के लिए प्रमुख सामग्री के अनुमान उपलब्ध कराए गए हैं। इसी प्रकार के अनुमान नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन के लिए भी लगाए जाने चाहिए।	एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, नहीं।
8.13	नवीकरणीय ऊर्जा के लिए कौशल की पहचान अलग से की जानी चाहिए, क्योंकि इसका ताप विद्युत के साथ विलय (2022 तक) कर दिया गया है, तथापि, 2022-27 के लिए अलग से मूल्यांकन किया गया है, जिसमें तकनीकी और गैर तकनीकी जनशक्ति की आवश्यकता का उल्लेख है।	नवीकरणीय ऊर्जा के लिए कौशल की पहचान अलग से नहीं की गई, क्योंकि वर्ष 2017-22 के आरंभ में नवीकरणीय ऊर्जा के लिए जनशक्ति उपलब्ध नहीं थी।	जी, हाँ।

8.14	अध्याय-5 में बैटरी भंडारण प्रणाली को शामिल करने की आवश्यकता है।	भंडारण प्रौद्योगिकी अभी आरंभिक चरण पर है और एनईपी में इसकी प्रचालनात्मक के साथ-साथ लागत संबंधी बाधयताओं पर विस्तार से चर्चा करना अभी अपरिपक्व सिद्ध होगा।	जी, नहीं।
<b>9</b>	<b>बीएचईएल</b>		
9.1	मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए जिन आधारों और घटकों पर विचार किया गया है, उन्हें समग्र रूप से शामिल नहीं किया गया है।	अंतिम एनईपी 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों पर आधारित है।	जी, नहीं।
9.2	ऐसा प्रतीत होता है कि मसौदा एनईपी केवल पर्यावरणीय स्थिरता पर ही केंद्रित है।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
9.3	मसौदा एनईपी में वर्ष 2027 तक 25 वर्ष से अधिक का कार्यकाल पूरा करने वाली 55 गीगावाट क्षमता के विरुद्ध बंद किए जाने के लिए महज 5.2 गीगावाट की क्षमता पर ही विचार किया गया है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।
9.4	आयोजना की प्रक्रिया को तुलनात्मक रूप से अधिक विस्तृत और यथार्थपरक बनाने के लिए हासिल की जाने योग्य सौर क्षमता अभिवृद्धि पर भी विचार किया जाना चाहिए।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
<b>10</b>	<b>मध्य प्रदेश सरकार</b>		
10.1	मध्य प्रदेश सरकार ने विद्युत क्षेत्र में सुधारों, अवसंरचना की वृद्धि, उत्पादन और पारेषण, एटी और सी हानि कम करने तथा फीडर पृथक्करण योजना की दिशा में मध्य प्रदेश सरकार द्वारा हासिल की गई उपलब्धियों पर विस्तृत टिप्पणियां दी हैं।		जी, नहीं।
<b>11</b>	<b>एम पी जेनरेटिंग कंपनी लिमिटेड</b>		
11.1	मध्य प्रदेश के कुछ पावर प्लांटों में पावर स्टेशन के भीतर कुछ भूमि का सदुपयोग सौर पीवी विद्युत उत्पादन परियोजनाओं की स्थापना के लिए किया जा सकता है।	इसे एनईपी में अब एक सिफारिश के रूप में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
11.2	मध्य प्रदेश के लिए सौर क्षमता की संभावना 61660 मेगावाट के रूप में दर्शाई गई है, जबकि वर्ष 2022 तक 5675 मेगावाट क्षमता की स्थापना का अनुमानित लक्ष्य बताया गया है। कें. वि. प्रा. द्वारा इस प्रकार लगाए गए अनुमान के विवरण दिए जाएं।	एनईपी में मध्य प्रदेश के लिए क्षमता की संभावना और लक्ष्य एमएनआरई द्वारा प्रस्तुत किए गए डेटा के अनुसार हैं।	जी, नहीं।
11.3	पुराने/ अदक्ष थर्मल प्लांटों की डिकमीशनिंग कर सुपर क्रिटिकल/ अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल यूनिटों से कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि का	एनईपी में इसका उल्लेख पहले से ही किया गया है।	जी, नहीं।

	उल्लेख एनईपी के निष्कर्ष वाले भाग में उपयुक्त ढंग से किया जाए।		
<b>12</b>	<b>पंजाब सरकार</b>		
12.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>पंजाब विद्युत अधिशेष वाला राज्य है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य हासिल करने के लिए पारंपरिक विद्युत परियोजनाओं के लिए सहायता दी जाए और तुलनात्मक रूप से सस्ती बिजली सरेंडर की जाए।</li> <li>नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन अनिश्चित और अविश्वसनीय हैं। इससे ग्रिड स्थिरता का लक्ष्य हासिल करना कठिन होगा।</li> <li>थर्मल प्लांटों को प्रायः रैंप अप और रैंप डाउन करना संभव नहीं होगा।</li> <li>नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से भावी क्षमता अभिवृद्धि केवल आरपीओ लक्ष्य के अनुसार ही होनी चाहिए।</li> </ul>	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है। क्षमता अभिवृद्धि से संबंधित मुद्दों पर एनईपी में विस्तार से चर्चा की गई है।	जी, नहीं।
<b>13</b>	<b>पश्चिम बंगाल सरकार</b>		
13.1	कोई टिप्पणी नहीं।		जी, नहीं।
<b>14</b>	<b>एनएलसी</b>		
14.1	स्थायी प्रभारों की वसूली के लिए लचीली शर्तों के रूप में थर्मल उत्पादन क्षेत्र की मौजूदा कंपनियों को संरक्षण उपलब्ध होना चाहिए।	यह एक नियामक मुद्दा है।	जी, नहीं।
14.2	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की वृद्धि के कारण थर्मल पावर प्लांटों के तुलनात्मक रूप से कम पीएलएफ की अनदेखी की जाती है। अतिरिक्त निवेश की वसूली के लिए इस संबंध में उचित संतुलन होना चाहिए।	थर्मल पावर प्लांटों की स्थापना को डिलाइसेंस कर दिया गया है। एनईपी का उद्देश्य संभावित निवेशकों के लिए एक संदर्भ दस्तावेज उपलब्ध कराना है।	जी, नहीं।
14.3	स्थायी प्रभारों की वसूली के लिए लचीली शर्तों के रूप में थर्मल उत्पादन क्षेत्र की मौजूदा कंपनियों को संरक्षण उपलब्ध होना चाहिए।	यह एक नियामक मुद्दा है।	जी, नहीं।
<b>15</b>	<b>एनपीसीआईएल</b>		
15.1	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नाभिकीय ऊर्जा से संभावित क्षमता अभिवृद्धि 2000 मेगावाट होने की संभावना है, जबकि समीक्षा में 2500 मेगावाट का उल्लेख किया गया है।	एनपीसीआईएल से प्राप्त इनपुट के आधार पर दिनांक 31.03.2016 को समीक्षा की गई। तथापि, अंतिम एनईपी में वास्तविक क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।
15.2	सूची में शामिल भाविनी द्वारा पीएफबीआर से 500 मेगावाट की क्षमता शामिल की जाए।	यह ऐसी यूनिट है, जो 12वीं पंचवर्षीय योजना से आगे जा रही है और इस पर उत्पादन आयोजना अध्ययन में विचार किया गया है।	जी, नहीं।

15.3	एनपीसीआईएल ने अतिरिक्त परियोजनाओं की एक सूची प्रस्तुत की है, जो वर्ष 2022-27 के दौरान स्थापित की जा सकती हैं।	पिछली उपलब्धियों के आधार पर 68000 मेगावाट की व्यापक क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया है। नाभिकीय स्रोतों से इसके अतिरिक्त किसी भी क्षमता अभिवृद्धि को ग्रिड में समाहित किया जा सकता है।	जी, नहीं।
15.4	नाभिकीय पावर प्लांटों के लिए प्रति मेगावाट संशोधित लागत अनुमान प्रस्तुत किया गया है।	अंतिम एनईपी में इन पर विचार किया जा रहा है।	जी, हाँ।
15.5	वर्ष 2027 के बाद शुरू की जाने वाली संभावित परियोजनाओं के लिए कुछ अग्रिम कार्रवाई आवश्यक है। इसके लिए वर्ष 2022-27 के दौरान निधियां आवश्यक हो सकती हैं।	अंतिम एनईपी में इन पर विचार किया जा रहा है।	जी, हाँ।
15.6	एनपीसीआईएल ने विभिन्न प्रकार के नाभिकीय विद्युत स्टेशनों के संदर्भ में अनुषंगी विद्युत खपत के प्रतिशत के संबंध में विवरण उपलब्ध कराए हैं।	अंतिम एनईपी में इन पर विचार किया जा रहा है।	जी, हाँ।
<b>16</b>	<b>नीपको</b>		
16.1	शामिल किया जाए: नीपको का मानना है कि 25 मेगावाट से अधिक यूनिट आकार वाली सभी जल विद्युत परियोजनाओं के लिए मॉडल परीक्षण संचालित किया जाना चाहिए।	अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
<b>17</b>	<b>एनएचपीसी</b>		
17.1	क्र. सं. 66 और 67 में दर्शाई गई तीस्ता लो डैम - IV एचईपी की यूनिट -3 और यूनिट-4 को "निर्माणाधीन (यूसी)" बताया गया है, जबकि ये दोनों यूनिटें क्रमशः जुलाई 2016 और अगस्त 2016 में चालू हो चुकी हैं।	समीक्षा दिनांक 31.03.2016 को की गई, तदनुसार अनुबंध 2 में इन परियोजनाओं को दिनांक 31.03.2016 की स्थिति के अनुसार बताया गया है। अंतिम एनईपी में समीक्षा को दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार संशोधित किया गया है।	जी, नहीं।
17.2	सिल्ट इरोजन : हाई सिल्ट के कारण और हाई सिल्ट के कारण जलमग्न कलपुर्जों के जीवनकाल और कार्यकाल में वृद्धि के लिए जलमग्न कलपुर्जों पर हार्ड कोटिंग (एचपी-एचवीओएफ)	अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
17.3	जलविद्युत पर आधारित अध्याय में बताई गई वर्तमान समस्याओं और चुनौतियों में निम्नलिखित को शामिल किया जाए: <ul style="list-style-type: none"> <li>आरंभिक चरण के दौरान ग्रिड विद्युत की अनुपलब्धता</li> <li>संरक्षा और सुरक्षा की समस्या</li> </ul>	अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
<b>18</b>	<b>फिक्की</b>		

18.1	राष्ट्रीय विद्युत योजना से पहले राष्ट्रीय विद्युत नीति को अंतिम रूप देना तर्कसंगत सिद्ध होगा।	विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 3 (4) के अनुसार कें. वि. प्रा. को राष्ट्रीय विद्युत नीति को ध्यान में रखते हुए हर 5 वर्ष में एनईपी तैयार करनी होती है, एनईपी तैयार करने के लिए उस समय मौजूदा नीति को ध्यान में रखा गया है।	जी, नहीं।
18.2	जल विद्युत परियोजनाओं के मामले में राज्य सरकार के पक्ष में निःशुल्क विद्युत को संशोधित करने का प्रस्ताव है, क्योंकि यह परियोजना की अर्थव्यवस्था को प्रभावित करती है।	यह मौजूदा जल विद्युत नीति के अनुसार है। जल विद्युत नीति में संशोधन करना एनईपी के अधिकार क्षेत्र में नहीं आता है। जल विद्युत नीति परियोजना की अर्थव्यवस्था सहित विभिन्न घटकों को ध्यान में रखते हुए तैयार की जाती है।	जी, नहीं।
18.3	जलविद्युत परियोजनाओं के त्वरित क्रियान्वयन को सुकर बनाने के लिए राज्यों की भागीदारी से एक राष्ट्रीय स्तर पर पर्यवेक्षण और निगरानी निकाय गठित करने का प्रस्ताव है।	एनईपी के सिफारिश वाले भाग में जलविद्युत परियोजनाओं के क्रियान्वयन में आने वाली बाधाओं को दूर करने के लिए प्रस्ताव का उल्लेख पहले से ही किया गया है।	जी, नहीं।
18.4	विद्युत उत्पादन के लिए फीड - स्टॉक के रूप में गैस के प्रयोग को बढ़ावा देने के लिए आवश्यक नीतिगत उपायों की जांच का सुझाव एनईपी में दिया जाए।	एनईपी में गैस आधारित टीपीपी की महत्वपूर्ण भूमिका का उल्लेख किया गया है।	जी, नहीं।
18.5	175 गीगावाट की नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि के अंतर्गत वर्ष 2021-22 में कोयला आधारित टीपीपी के 47.9% के अनुमानित पीएलएफ के साथ आधारभूत लोड उत्पादन क्षमताओं की कमी से निपटने के लिए नीतिगत और नियामक दिशानिर्देश आवश्यक होंगे और पर्याप्त बाजार तंत्र तथा टैरिफ डिजाइन के जरिए लागत वसूली के सिद्धांत भी उपलब्ध कराना आवश्यक होगा।	यह एक नियामक मुद्दा है।	जी, नहीं।
18.6	वर्ष 20017-22 के दौरान स्थापित होने वाली नई क्षमता योजना में शामिल की गई 50,025 मेगावाट क्षमता की तुलना में काफी अधिक होगी।  यह निश्चित करने के लिए निदेशात्मक मार्गदर्शन आवश्यक है कि क्या मसौदा योजना में अतिरिक्त क्षमता के अनुरूप परियोजनाओं की प्रगति पर विचार नहीं किया गया है, अथवा उन्हें बाहर रखा गया है।	कें. वि. प्रा. द्वारा किए गए मूल्यांकन के अनुसार वर्ष 2017-22 के दौरान क्षमता अभिवृद्धि 47,855 मेगावाट हो सकती है।  विद्युत अधिनियम 2003 के अधिनियमन के पश्चात विद्युत उत्पादन को डिलाइसेंस कर दिया गया है।	जी, नहीं।

18.7	वर्ष 20221-22 के अंत तक बंद किए जाने के लिए बताई गई 5,200 मेगावाट की क्षमता की भी समीक्षा करने का सुझाव है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।
19	<b>आईईईएमए</b>		
19.1	एनईपी ने 40 वर्ष से अधिक कार्यकाल वाली पुरानी और अदक्ष सुपर क्रिटिकल यूनिटों की केवल 5,200 मेगावाट क्षमता को भी बंद करने पर विचार किया गया है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, हाँ।
19.2	मसौदा एनईपी में दर्शाया गया है कि गैर जीवाश्म ईंधन स्थापित क्षमता के 60% से अधिक का योगदान देंगे, जो आईएमडीसी लक्ष्य की तुलना में काफी अधिक है।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
19.3	सुपर क्रिटिकल सुविधाओं की स्थापना में विभिन्न स्थानीय उपस्कर विनिर्माताओं ने बड़ा निवेश किया है, जो मसौदा एनईपी में लगाए गए पूर्वानुमानों के कारण गंभीर जोखिम की स्थिति में हैं। नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता की स्थापना में चीन से भारी मात्रा में आयात को ध्यान में रखते हुए दोनों उद्देश्य पूरे होते प्रतीत नहीं हो रहे हैं।	पीक मांग को पूरा करने में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का उल्लेखनीय योगदान प्रतीत नहीं हो रहा है। इसलिए नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि के साथ कोयला आधारित क्षमता की आवश्यकता में बहुत अधिक सह-संबद्ध नहीं है।	जी, नहीं।
19.4	भारत में निम्न प्रति व्यक्ति विद्युत खपत यह सुझाव देती है कि देश में अंतर्निहित संभावित मांग अभी पूरी की जानी है।		
19.5	एनईपी में थर्मल पावर प्लांटों की स्थापना में लगने वाले अधिक समय के कारण मसौदा एनईपी में इसे अधिक महत्व दिया गया है। मसौदा एनईपी में लगाए गए पूर्वानुमानों की तुलना में किसी भी कमी के मामले में विद्युत की कमी वाला परिदृश्य सामने आ सकता है।	अंतिम एनईपी में बतायी गई मांग 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमान के अनुसार है।	जी, नहीं।
20	<b>विश्व ऊर्जा परिषद</b>		
20.1	मांग की वृद्धि का यथार्थपरक अनुमान लगाना आवश्यक है।	अंतिम एनईपी 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों पर आधारित है।	जी, नहीं।
20.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>रिपोर्ट में उल्लेख किया गया है कि नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि के बावजूद भी किसी भी परिदृश्य में कोई भी कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक नहीं है। यद्यपि इस संदर्भ में यह सही है, परंतु यदि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से अधिक क्षमता अभिवृद्धि होगी, तो कोयला आधारित पावर प्लांटों पर चक्रीय तनाव तुलनात्मक</li> </ul>	भारत सरकार ने नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए 175 गीगावाट का लक्ष्य निर्धारित किया है। इसका मुख्य उद्देश्य जलवायु परिवर्तन के प्रतिकूल प्रभाव को रोकना है।  एनईपी में पहले से ही इस बात का	जी, नहीं।

	<p>रूप से अधिक होगा और विद्युत घटक कम होगा। इसके अलावा पीक मांग को पारंपरिक विद्युत प्लांटों द्वारा पूरा किया जाएगा।</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>नवीकरणीय क्षमता से केवल अतिरिक्त लागत और निवेश की आवश्यकता बढ़ेगी तथा थर्मल पीएलएफ कम होगा। अतः भंडारण के बिना नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि का कोई मतलब नहीं होगा।</li> <li>कोयला आधारित स्टेशनों के लिए साइकिलिंग के परिणामस्वरूप दबाव बढ़ेगा और इसलिए इससे बचा जाना चाहिए।</li> </ul>	<p>उल्लेख किया गया है कि नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि के कारण थर्मल पावर प्लांट कम पीएलएफ पर प्रचालित होंगे।</p> <p>भंडारण प्रौद्योगिकी अभी आरंभिक चरण पर है और एनईपी में भार प्रबंधन में इसके कार्यान्वयन के प्रभाव की तुलना में लागत प्रभावशीलता के बारे में विस्तार से चर्चा करना अभी अपरिपक्वता सिद्ध होगा।</p>	
20.3	पुराने, दक्ष क्षमता को बंद करने संबंधी तथ्यों को तुलनात्मक रूप से अधिक सुदृढ़ ढंग से स्पष्ट करने की आवश्यकता है, जिसके परिणामस्वरूप निश्चित रूप से और तुलनात्मक रूप से अधिक कुशल युनिटों का निर्माण होगा।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।
<b>21</b>	<b>एल एंड टी</b>		
21.1	बंद करने के लिए विचार की गई पुरानी थर्मल युनिटों का अनुमान तुलनात्मक रूप से कम लगाया गया है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, हाँ।
21.2	संसाधन (भूमि और सोलर पीवी मॉड्यूल क्षमता) संबंधी बाधाओं को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2022 तक सौर विद्युत क्षमता अभिवृद्धि का वास्तविक परिदृश्य मसौदा एनईपी के परिदृश्य III (41,237 मेगावाट) की तुलना में कम हो सकता है।	पीक मांग को पूरा करने में सौर ऊर्जा का योगदान उल्लेखनीय नहीं रहने वाला है। अतः सौर क्षमता अभिवृद्धि के संदर्भ में किसी कमी से थर्मल क्षमता अभिवृद्धि में कोई वृद्धि नहीं होने वाली है।	जी, नहीं।
21.3	नए कोयला आधारित पावर प्लांटों की स्थापना में देरी के बजाय इस बात पर जोर दिया जाना चाहिए कि 58 गीगावाट की सब क्रिटिकल युनिटों, जो वर्ष 2027 तक 25 वर्ष से अधिक पुरानी हो जाएंगी, के स्थान पर अंतिम एनईपी में दक्ष सुपर क्रिटिकल युनिटें लगाने का प्रस्ताव किया जाए।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।
<b>22</b>	<b>सिमैस</b>		
22.1	मसौदा एनईपी में केवल 5.2 गीगावाट क्षमता को ही बंद करने पर विचार किया गया है। ऐसा प्रतीत होता है कि इसका अनुमान कम लगाया गया है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।

22.2	“चरणबद्ध विनिर्माण कार्यक्रम” के अंतर्गत विभिन्न बॉयलर और टर्बाइन आपूर्तिकर्ताओं ने भारत में विनिर्माण सुविधाओं की स्थापना की है। इसके परिणामस्वरूप उप आपूर्तिकर्ता जैसे बीओपी, स्टील, सिविल संविदाकार आदि भी अपने निवेश और क्षमताओं को सुदृढ़ कर रहे हैं। आमूल-चूल परिवर्तन से इन निवेशकों को वित्तीय हानि होगी और भारत में भारी उद्योग विनिर्माण स्थापना में मंदी आ जाएगी। थर्मल पावर प्लांट उपस्करों की विनिर्माण क्षमताओं के सदुपयोग से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों, जिनका आयात घटक बहुत अधिक है, की तुलना में “मेक इन इंडिया” पहल अधिक मजबूत होगी।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।  पीक मांग को पूरा करने में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का उल्लेखनीय योगदान प्रतीत नहीं हो रहा है। इसलिए नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि के साथ कोयला आधारित क्षमता की आवश्यकता में बहुत अधिक सह-संबद्ध नहीं है।	जी, नहीं।
22.3	थर्मल प्लांट आर्थिक रूप से व्यवहार्य हैं। बेहतर सहूलियत (लचीलेपन) के साथ पावर प्लांट पीकिंग प्लांट के रूप में भी काम कर सकते हैं। नई प्रौद्योगिकी के साथ पर्यावरणीय शर्तों का भी अनुपालन किया जा सकता है।		जी, नहीं।
22.4	मेक इन इंडिया, स्मार्ट सिटी, सभी को 24X7 विद्युत आपूर्ति, यूडीएवाई आदि से मांग पूर्वानुमान प्रभावित हो सकता है।	19वीं ईपीएस रिपोर्ट में पहले से ही इसे शामिल किया गया है।	जी, नहीं।
<b>23</b>	<b>जीई/एलस्टम</b>		
23.1	पारंपरिक विद्युत स्रोतों, विशेष रूप से कोयले के संदर्भ में अनुमान बहुत ही रूढ़िवादी प्रतीत हो रहे हैं। यहां तक कि अंतर्राष्ट्रीय एजेंसियों द्वारा तैयार की गई रिपोर्टों में भी दीर्घकालिक भारतीय ऊर्जा परिदृश्य में कोयले की बड़ी भूमिका पर विचार किया गया।	पारंपरिक विद्युत स्रोतों के लिए एनईपी में लगाए गए अनुमान 19वीं ईपीएस रिपोर्ट में लगाए गए विस्तृत मांग अनुमान के आधार पर लगाए गए हैं और यह के. वि. प्रा. में किए गए उत्पादन विस्तार अध्ययनों पर आधारित हैं।	जी, नहीं।
23.2	वर्ष 2017-22 के साथ-साथ वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए जल विद्युत और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के अनुमान अत्यधिक उच्च हैं।	अंतिम एनईपी में जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि का यथार्थपरक अनुमान लगाया गया है।	जी, नहीं।
23.3	पुराने प्लांटों को बंद करने की योजना में केवल उन यूनिटों पर विचार किया गया है, जो 40 वर्ष से अधिक पुरानी हैं और/अथवा जिनका यूनिट आकार 100 मेगावाट से कम है। यह अत्यधिक रूढ़िवादी प्रतीत होता है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।  इसमें 5927 मेगावाट की सामान्य क्षमता और एफजीडी के लिए पर्याप्त स्थान उपलब्ध न होने के कारण 16789 मेगावाट की क्षमता	जी, हाँ।

		शामिल है।	
23.4	ईएनएस आंकड़े के चयन का आधार?	एनईपी में ईएनएस का चयन विभिन्न देशों के ईएनएस अध्ययन के आधार पर किया गया है।	जी, नहीं।
23.5	वर्ष 2022 के लिए भूटान से 5.1 गीगावाट जल विद्युत क्षमता का आयात	अंतिम एनईपी में भूटान से जल विद्युत आयात के विवरणों को शामिल किया गया है।	जी, हाँ।
23.6	वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए संभावित लाभ वाली विचार की गई जल विद्युत परियोजनाएं वाद-विवाद का विषय है।	अंतिम एनईपी में वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि का यथार्थपरक अनुमान लगाया गया है।	जी, नहीं।
23.7	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की वृद्धि के लिए मार्गदर्शी उदाहरण के अभाव में एक विवेकपूर्ण उपाय के रूप में पूर्वानुमान मॉडल में इनपुट मानदंडों के रूप में सामान्य वृद्धि दर पर विचार किया जाना चाहिए।  भारतीय बाजार में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की क्षमता का तुलनात्मक रूप से अधिक यथार्थ मूल्यांकन करने की आवश्यकता है।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
23.8	विद्युत की वास्तविक मांग अर्थात् भारत में विद्युत की बाधारहित मांग मसौदा रिपोर्ट में अनुमानित आंकड़ों की तुलना में काफी अधिक हैं।	यह मांग 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार ली गई है।	जी, नहीं।
<b>24</b>	<b>डब्ल्यूआरआई</b>		
	<b>डीएसएम उपाय:</b>		
24.1	डीएसएम उपायों को ऊर्जा कुशलता और डीआर के रूप में व्यापक ढंग से वर्गीकृत किया जा सकता है। इनको अलग-अलग स्पष्ट करना उपयोगी सिद्ध होगा।	डीएसएम के आंकड़े केवल ऊर्जा कुशलता से संबंधित है। भारत में डीआर अभी आरंभिक चरण पर है। इसे नियामक व्यवस्था के जरिए कार्यान्वित किया जाना चाहिए।	जी, नहीं।
24.2	स्पष्ट करें कि घंटा आधार पर नवीकरणीय उत्पादन बढ़ाने के लिए राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों की "प्रस्तावित क्षमता अभिवृद्धि" क्या है? क्या ये एमएनआरई द्वारा प्रस्तावित हैं अथवा राज्यों द्वारा अपनाए गए हैं?	राज्यों के संदर्भ में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के आंकड़े एमएनआरई द्वारा उपलब्ध कराए गए हैं।	जी, नहीं।
24.3	जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि ऐतिहासिक समय से हमेशा आगे बढ़ती रही है। निष्कर्ष निकालने	अंतिम एनईपी में वर्ष 2017-22 के दौरान जल विद्युत क्षमता	जी, नहीं।

	के लिए ऐसे परिदृश्यों को तुलनात्मक रूप से अधिक महत्व दिया जाना चाहिए, जो निर्धारित समय से आगे चले गए हैं।	अभिवृद्धि के यथार्थपरक मूल्यांकन पर विचार किया गया है।	
24.4	विद्युत बाजार की वृद्धि में तेजी लाने के लिए इस दस्तावेज में विभिन्न तंत्रों को स्पष्ट करने की आवश्यकता है।	इस मुद्दे का समाधान नियामकों द्वारा किया जाना है।	जी, नहीं।
<b>25</b>	<b>एंजेन ग्लोबल सॉल्यूशंस प्राइवेट लिमिटेड</b>		
25.1	देश की 310 गीगावाट की समग्र स्थापित क्षमता में से कैप्टिव पावर और सह उत्पादन प्लांटों की स्थापित क्षमता 47,200 मेगावाट बताई गई है और इसकी बकाया क्षमता का उल्लेख नहीं किया गया है। इसी प्रकार सीपीपी और सह उत्पादन प्लांटों से उत्पादित 162 बीयू को भी नहीं दर्शाया गया है।	एनईपी में दी गई स्थापित क्षमता केवल बिजली कंपनियों के स्थापित क्षमता के अनुरूप है, इसमें सीपीपी की क्षमता शामिल नहीं है।	जी, नहीं।
25.2	<b>डीएसएम -</b>  5. मांग प्रत्युत्तर (डीआर) को एक अतिरिक्त डीएसएम उपाय के रूप में शामिल किया जाना चाहिए।	भारत में डीआर आरंभिक चरण पर है। इसका कार्यान्वयन नियामक तंत्र के माध्यम से किया जाना चाहिए।	जी, नहीं।
	6. स्वैच्छिक डीआर और स्वचालित डीआर दोनों के लिए एक नियामक ढांचा तैयार करने की आवश्यकता है।	डीएसएम अध्याय में की गई सिफारिशों में इसे पहले से ही शामिल कर लिया गया है।	जी, नहीं।
	7. उद्योगों/उपस्करों के लिए ऊर्जा कुशलता मानकों का सृजन। मौजूदा मानक और लेवलिंग कार्यक्रम को आगे बढ़ाए जाने की आवश्यकता है, जिससे कि सभी औद्योगिक उपस्कर को इसमें शामिल किया जा सके।	बीईई औद्योगिक उपकरणों के लिए लेवलिंग कार्यक्रम तैयार करने हेतु पहले से ही कार्य कर रहा है।	जी, नहीं।
	8. उद्योगों के बीच, बड़े भवनों और वाणिज्यिक स्थापनाओं में आईएसओ 50001 के कार्यान्वयन को बढ़ावा दिया जाना चाहिए / अनिवार्य किया जाना चाहिए।	आईएसओ 50001 स्वैच्छिक मानक है और यह इसी अधिनियम के अधिकार क्षेत्र में नहीं आता है।	जी, नहीं।
	9. औद्योगिक इंटरनेट और आईसीटी आधारित ऊर्जा प्रबंधन प्रणालियों को बढ़ावा देना और उद्योगों के लिए ऊर्जा संरक्षण के क्षेत्र में उपलब्धियों की रिपोर्ट देना अनिवार्य बनाना।	पीएटी योजना ऊर्जा संरक्षण रिपोर्टिंग को बढ़ावा दे रही है।	जी, नहीं।
25.3	2. स्वदेशी प्रौद्योगिकियों (नवीकरणीय के साथ-साथ ऊर्जा कुशल प्रौद्योगिकियों) को खरीद में वरीयता दी जानी चाहिए।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित अध्याय में इन सिफारिशों को शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।

	4. बायोमास एटलस तैयार करना आवश्यक है। माइक्रो विंड सोर्स एटलस का आगे प्रचार-प्रसार होना चाहिए।		
25.4	<b>भारत में जल विद्युत</b> 2. एनईपी में ऊर्जा भंडारण को एक अध्याय के रूप में शामिल किया जाए।	भंडारण प्रौद्योगिकी आरंभिक चरण पर है और एनईपी में इसकी प्रचालनात्मक के साथ-साथ लागत संबंधी विवक्षाओं (बाध्यताओं/अनुमान) पर विस्तार से चर्चा करना अभी अपरिपक्व सिद्ध होगा।	जी, नहीं।
25.5	<b>अनुसंधान एवं विकास -</b> 1. माइक्रोग्रिड की स्थापना के लिए डिजाइन सिद्धांत और मार्गदर्शी दस्तावेज विकसित करना। 3. बिजली कंपनियों के निष्पादन की निगरानी और सुधार के लिए डेटा विश्लेषकी और टूलों का उपयोग किया जा सकता है। 4. <b>धारा 13.5 :</b> नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा के क्षेत्र में 11 अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों की पहचान की गई है, इनमें निम्नलिखित को शामिल करना आवश्यक है: <ul style="list-style-type: none"> <li>• कम पवन गति टर्बाईन का विकास (भारत में केवल कुछ स्थानों पर ही हवा की गति तेज होती है)।</li> <li>• छोटी पवन टर्बाईन ब्लेडों और टावरों के लिए कम लागत वाली सामग्री का विकास।</li> </ul> 6. <b>धारा 13.12</b> भारत में स्वदेशी अनुसंधान एवं विकास प्रयासों और स्टार्ट अप संगठनों के माध्यम से विकसित उत्पादों के वाणिज्यिकरण के लिए एक सुपरिभाषित नीति तैयार करने और प्रोत्साहन उपलब्ध कराने की आवश्यकता है। इसका उद्देश्य नए/घरेलू स्तर पर विकसित विद्युत उत्पादों और समाधानों के लिए बाजार में प्रवेश की सहूलियत स्थापित करना है। ये प्रोत्साहन वाणिज्यिकरण की तारीख से कम-से-	अनुसंधान एवं विकास अध्याय में सिफारिशों को शामिल किया गया है।	जी, हाँ।

	कम पांच वर्ष की अवधि के लिए उत्पाद शुल्क में छूट और क्यूआर छूट (पूर्व अनुभव, वित्तीय मानदंडों) के रूप में दिए जा सकते हैं।		
<b>26</b>	<b>जीएमआर</b>		
26.1	गैस आधारित पावर प्लांट एलईएलपी व्यवस्था से उत्पन्न गैस का सदुपयोग करने की संभावनाएं तलाश सकते हैं।	अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
26.2	पैरा । लाईन । का मसौदा निम्नानुसार फिर से तैयार करने के लिए अनुरोध :  '31 मार्च 2016 की स्थिति के अनुसार 3,02,088 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता में से गैस आधारित पावर प्लांटों की क्षमता 27,123 मेगावाट (लगभग 8.97% ) है।	अंतिम एनईपी में विचार किया गया है।	जी, हाँ।
26.3	पैरा । , आखिरी लाईन में निम्नानुसार जोड़ने के लिए अनुरोध :  '.....भारत में गैस आधारित विद्युत परियोजनाओं की हिस्सेदारी विश्व स्तर पर लगभग 22% के औसत की तुलना में केवल 8.7% है।	अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
26.4	दूसरे देशों की तुलना में कोयले से उत्पादन घटने के तथ्य को ध्यान में रखते हुए गैस आधारित पावर प्लांटों की क्षमता अभिवृद्धि की समीक्षा की जाएगी।	मौजूदा गैस आधारित स्टेशनों के लिए पर्याप्त ईंधन सुनिश्चित करने को पहली प्राथमिकता दी जाएगी, जिससे की मौजूदा प्लांटों का पूर्ण सदुपयोग किया जा सके।	जी, नहीं।
26.5	गैस की समस्या से जूझ रहे गैस आधारित पावर प्लांटों के साथ-साथ घरेलू गैस प्राप्त करने वाले पावर प्लांटों के सदुपयोग के प्रयोजन से विद्युत मंत्रालय (एमओपी) ने गैस आधारित उत्पादन क्षमता के सदुपयोग के लिए एक योजना तैयार की है, जिसे दीर्घकालिक आधार पर पीक मांग को पूरा करने और आगे आने वाले समय में संतुलन विद्युत आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए मार्च 2017 के बाद भी जारी रखा जाना चाहिए।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
26.6	अध्याय 8 में की गई सिफारिश संख्या 3 को नीचे दिए अनुसार उपयुक्त ढंग से संशोधित	तकनीकी कठिनाईयों के कारण व्यवहार्य नहीं है।	जी, नहीं।

	<p>किया जाए :</p> <p>“जहां गैस किसी कॉमन कैरियर पाईपलाईन अथवा किसी अन्य साझा परिवहन के जरिए खरीदी अथवा बेची जाती है और उसका परिवहन किया जाता है या वितरण प्रणाली पाईपलाईन अथवा प्रणाली में अन्य गैस के साथ मिश्रित और मिल जाती है और ऐसी गैस को पाईपलाईन अथवा प्रणाली में एक राज्य में लागू किया जाता है और पाईपलाईन से दूसरे राज्य में ले जाया जाता है, तो गैस की ऐसी बिक्री अथवा खरीद को एक राज्य से दूसरे राज्य में बेहतर स्थिति के रूप में माना जाएगा”।</p> <p>इससे आरएलएनजी का भारत के पश्चिमी तट से पूर्वी तट तक मुक्त प्रवाह सुनिश्चित होगा।</p>		
26.7	नियामक पक्ष पर महत्वपूर्ण पहलुओं में से एक पहलू यह घोषित करना होगा कि गैस आधारित पावर प्लांट ऊर्जा के स्वच्छ और हरित स्रोत हैं।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
<b>27</b>	<b>ओटीपीसी</b>		
27.1	यदि पर्याप्त मात्रा में गैस उपलब्ध नहीं है, तो संतुलन व्यवस्था के अभाव में कम कार्बन उत्सर्जन का पूरा लक्ष्य प्रभावित हो सकता है।	एनईपी में इस बात का पहले से ही उल्लेख किया गया है।	जी, नहीं।
27.2	संयुक्त चक्र गैस आधारित पावर प्लांटों की स्थापना के लिए प्रोत्साहन और सब्सिडी उपलब्ध कराई जानी चाहिए।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
27.3	175 गीगावाट की नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता के विकास के साथ विद्युत के क्रेताओं और बैंकों दोनों के लिए गैर निष्पादन परिसंपत्तियों के सृजन की संभावना है।	एनईपी में इस बात का पहले से ही उल्लेख किया गया है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के कारण थर्मल पावर प्लांट कम पीएलएफ पर संचालित होंगे	जी, नहीं।
27.4	<p>1. नवीकरणीय ऊर्जा प्लांटों की मध्यवर्ती आवश्यकताओं का मूल्यांकन करने के लिए क्षेत्रीय आवश्यकताओं की पूर्ति हेतु एक राष्ट्रव्यापी अध्ययन करना आवश्यक है।</p> <p>2. इसके आधार पर और अंतर्राष्ट्रीय अनुभव जैसे कि यूरोप के परिदृश्य को ध्यान में रखते हुए क्षमता बाजार का डिजाइन तैयार किया जाए और यथाशीघ्र कार्यान्वित किया जाए।</p>	<p>1. इसके बारे में एनईपी के खंड -II पारेषण में ध्यान रखा गया है।</p> <p>2. यह एक नियामक मुद्दा है।</p>	जी, नहीं।

27.5	नवीकरणीय ऊर्जा पर आधारित प्लांटों को दिए जाने वाले प्रोत्साहन सीसीपीपी को भी दिए जाने चाहिए।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
27.6	नवीकरणीय ऊर्जा क्रय बाध्यता विनियमों के अंतर्गत गैस आधारित उत्पादन को बढ़ावा दिया जाना चाहिए और तदनुसार योजना बनाई जानी चाहिए।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
27.7	लागू मूल्यतंत्र के अंतर्गत गैस आपूर्ति के लाभार्थियों को दी जा रही सब्सिडी पूर्वोत्तर क्षेत्र में परिकल्पित किए जा रहे भावी आपूर्ति करारों के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र में गैर-एपीएम गैस आपूर्ति के लिए भी प्रदान की जाए।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
<b>28</b>	<b>जिंदल पावर</b>		
28.1	निःशुल्क विद्युत के प्रावधान के कारण घटी हुई बिक्री योग्य ऊर्जा के प्रभाव को ध्यान में रखते हुए जल विद्युत नीति, 2008 की समीक्षा, मेगापावर लाभों के प्रावधान को वापस लेने आदि के लिए अनुरोध किया गया।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
28.2	जल विद्युत प्लांटों के लिए कम ब्याज दरों पर दीर्घकालिक निधियन।	अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
28.3	जल विद्युत को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के रूप में घोषित करना और जल विद्युत क्रय बाध्यता लागू करना।	जल विद्युत को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के रूप में घोषित करने की सिफारिश को एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
28.4	जल विद्युत विकासकर्ताओं के लिए प्रोत्साहन देकर निवेशकों की रुचि में वृद्धि	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
28.5	भारत सरकार द्वारा अवसंरचना लागत का निधियन (राष्ट्रीय स्वच्छ ऊर्जा निधि से), अगली लागत अवसंरचना लागत हो सकती है, जिसे राज्यों को दी जा रही 12% निःशुल्क विद्युत से वसूल किया जा सकता है।	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
28.6	जल विद्युत परियोजनाओं के लिए एकल खिड़की स्वीकृति का प्रस्ताव	यह एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
28.7	बाढ़ मॉडरेशन लाभों के प्रयोजन से विकासकर्ता बाँध की ऊंचाई में विशेष रूप से वृद्धि के लिए कोई मूर्त लाभ संचित नहीं करते हैं, इस अतिरिक्त लागत को राष्ट्र के हित में सरकार द्वारा वहन किया जाना चाहिए।	नियामक मुद्रा	जी, नहीं।
28.8	i) एनईपी में पंप स्टोरेज स्कीम को प्रोत्साहन देने के लिए नीति पर एक विसृत सिफारिश की जानी चाहिए। ii) तालिका 7.5 और तालिका 7.2 में संशोधन /	i) एनईपी में पहले से ही इसकी सिफारिश की गई है। ii) एनईपी में संशोधन/अद्यतन किया गया है।	जी, हाँ।

	अद्यतन करने की आवश्यकता है।		
<b>29</b>	<b>वार्टशिला इंडिया प्राइवेट लिमिटेड</b>		
29.1	जिन राज्यों को पुरानी यूनिते बिजली मुहैया करा रही थीं, की मांग के अनुसार पुरानी और अदक्ष यूनितों को बंद करना और उनके स्थान पर या तो और कुशल सुपर क्रिटिकल यूनितों अथवा गैस आधारित लचीले उत्पादन प्लांटों की स्थापना करना। यदि मौजूदा आधार लोड वाले प्लांटों का पीएलएफ अधिकतम स्तर से कम है, तो यहां तक कि सुपर क्रिटिकल के मामले में भी और अधिक आधार लोड क्षमता बढ़ाने से केवल प्रणाली स्तर पर उत्पादन की लागत बढ़ेगी और अंततः उपभोक्ता पर बोझ बढ़ेगा।	एनईपी में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की परिवर्तनीयता और अनिश्चितता से जुड़ी रैंपिंग आवश्यकता को पूरा करने में जल विद्युत, गैस आधारित पावर प्लांटों आदि की महत्वपूर्ण भूमिका का उल्लेख किया गया है।	जी, नहीं।
29.2	2.---इस बात पर विचार करना अधिक विवेकपूर्ण हो सकता है कि न केवल अधिक मितव्ययी ढंग से बल्कि अधिक कुशलता पूर्वक पीक लोड को पूरा करने के लिए कोयला आधारित प्लांटों के साथ-साथ गैस ईजन प्लांटों की संयुक्त व्यवस्था पर विचार किया जाए।  3. गैस आधारित प्लांटों में आंतरिक दहन आधारित गैस ईजन प्लांटों को भी शामिल किया जाना चाहिए, जहां ओसीजीई के साथ-साथ सीसीजीई दोनों की 90% पीकिंग उपलब्धता पर विचार किया जा सकता है।  5. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण के साथ-साथ पीक लोड को कुशलतापूर्वक पूरा करने के प्रयोजन से क्षमता विसतार के लिए गैस ईजन आधारित पावर प्लांटों पर विचार किया जाना चाहिए।	मौजूदा गैस आधारित स्टेशनों के लिए पर्याप्त ईंधन सुनिश्चित करने को पहली प्राथमिकता दी जाएगी, जिससे की मौजूदा प्लांटों का पूर्ण सदुपयोग किया जा सके।	जी, नहीं।
29.3	4. विभिन्न प्रौद्योगिकियों का मूल्यांकन करते समय दस्तावेज में सीसीजीई ऊष्मा दरों को शामिल किया जाता है, तथापि इसमें ओसीजीई ऊष्मा दर पर विचार नहीं किया गया है, जो कि 2300 केसीएल /किलोवाट घंटा है और इस प्रकार यह लोड में होने वाले परिवर्तनों से निपटने के लिए तुलनात्मक रूप से अधिक कुशल है।  6. ओसीजीई पीकिंग और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण के लिए स्टार्ट अप, शट	खुले और बंद चक्र वाले गैस पावर प्लांटों के लिए उपयुक्त ऊष्मा दरों पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।

	डाउन और रैंप अप / रैंप डाउन के गुणात्मक मानदंडों के लिए बहुत ही कुशलता पूर्वक सहायता प्रदान कर सकता है। इसलिए समान प्लेटफॉर्म पर इनका विश्लेषण करने की आवश्यकता है।		
<b>30</b>	<b>ग्रीनपीस</b>		
30.1	बड़ी जलविद्युत और नाभिकीय ऊर्जा परियोजनाओं का पर्यावरण पर उल्लेखनीय प्रभाव पड़ता है। अतः तुलनात्मक रूप से अधिक त्वरित, विकेंद्रीकृत और सस्ते विकल्पों जैसे पवन और सौर विद्युत के पक्ष में इन प्रौद्योगिकियों से बचने का एक निहितार्थ होगा।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उपलब्ध उत्पादन से जुड़ी परिवर्तनीयता और अनिश्चितता को ध्यान में रखते हुए संयुक्त रूप से एवं न्यायिक ढंग से पारंपरिक और नवीकरणीय क्षमता पर विचार किए जाने की आवश्यकता है।	जी, नहीं।
<b>31</b>	<b>आईडब्ल्यूपीए</b>		
31.1	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के बेहतर एकीकरण के लिए उत्पादन प्लांट में अतिरिक्त गैस स्टेशनों पर विचार किया जाए।	मौजूदा गैस आधारित स्टेशनों के लिए पर्याप्त ईंधन सुनिश्चित करने को पहली प्राथमिकता दी जाएगी, जिससे की मौजूदा प्लांटों का पूर्ण सदुपयोग किया जा सके।	जी, नहीं।
31.2	----“अनिवार्य रूप से संचालित किए जाने वाले” पावर प्लांटों को इस योजना को सफल बनाने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा अधिनियम में इसे शामिल कर नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत को एक प्राथमिक कानून के रूप में बनाया जाना चाहिए।	मसौदा एनईपी नवीकरणीय ऊर्जा को अनिवार्य रूप से संचालित किए जाने वाले पावर प्लांटों के रूप में शामिल करते हुए तैयार किया गया है। तथापि इस संबंध में कानून बनाना एनईपी के कार्यक्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।
31.3	तथ्यपरक पावर प्लांट बनाने के लिए मौजूदा पारंपरिक प्लांटों का रेट्रोफिट। यह नवीकरणीय ऊर्जा के बेहतर एकीकरण में सहायक सिद्ध होगा।	एनईपी में इसका पहले से ही उल्लेख किया गया है।	जी, नहीं।
31.4	नवीकरणीय ऊर्जा संपन्न राज्यों के बजाय आरएलडीसी को नवीकरणीय ऊर्जा संतुलन की जिम्मेदारी सौंपी जाए।	एनईपी में इसे शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
<b>32</b>	<b>भारतीय पेट्रोलियम फेडरेशन</b>		
32.1	विद्युत क्षेत्र में गैस की आवश्यकता का अनुमान 54 एमएमएससीएमडी के रूप में लगाया गया है, जो कम प्रतीत होता है और यह प्राथमिक ऊर्जा मिश्रण में प्राकृतिक गैस की हिस्सेदारी बढ़ाने वाली योजना को प्रभावित कर सकता है।	एनईपी में गैस की न्यूनतम आवश्यकता का अनुमान 45 एमएमएससीएमडी के रूप में लगाया गया है। गैस की आदर्श उपलब्धता 70%-80% पीएलएफ के अनुरूप होनी चाहिए।	जी, नहीं।

<b>33</b>	<b>यमुना जिए अभियान/शंकर शर्मा/ मित्रमध्यमा</b>		
33.1	देश के विद्युत क्षेत्र में मौजूद बड़ी अकुशलता के कारण समग्र कुशलता को अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर सर्वोत्तम व्यावहारिक स्तर पर लाने के लिए इसे सर्वोच्च वरीयता देने की आवश्यकता है; इस पहल को हमारे समाज के सभी वर्गों की वैधानिक विद्युत मांग को पूरा करने के लिए विभिन्न विकल्पों में न्यूनतम लागत वाले विकल्प के रूप में जाना जाता है; इसकी स्थापना में लगने वाला समय भी सबसे कम होगा और इससे कई लाभ भी जुड़े हैं।	सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी (और अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी, जो विकास की प्रक्रिया में है), को अपनाकर और यूएमपीपी की स्थापना करने से कोयला आधारित प्लांटों की कुशलता में उल्लेखनीय सुधार होने वाला है।	जी, नहीं।
33.2	यथार्थपरक मांग पूर्वानुमान	अंतिम एनईपी में बताई गई मांग 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों के अनुसार है।	जी, नहीं।
33.3	यदि मौजूदा अवसंरचना का अधिकतम और इष्टतम उपयोग किया जाता है, तो विद्युत क्षेत्र के लिए बहुत अधिक अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता नहीं है।	इष्टतम क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकता की गणना के लिए अध्ययन किए गए हैं।	जी, नहीं।
33.4	कें. वि. प्रा. की मसौदा योजना में सौर, पवन, बायो मास और लघु जल विद्युत पर ध्यान केंद्रित किया गया है, 6000 किलोमीटर से अधिक के समुद्री तट के साथ भारत में समुद्री ऊर्जा की संभावनाओं की अनदेखी नहीं की जानी चाहिए। इसी प्रकार भूतापीय क्षमता की भी जांच किए जाने की आवश्यकता है।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
33.5	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को बड़े पैमाने पर बढ़ावा दिया जाना चाहिए।	भारत सरकार पहले से ही यह कार्य कर रही है।	जी, नहीं।
<b>34</b>	<b>सीएजी (सिटिजन कंज्यूमर एंड सिविक एक्शन ग्रुप)</b>		
34.1	राज्यों के लिए कोई योजना नहीं - यदि योजना में राज्य स्तर पर विद्युत संबंधी सिफारिशों के लिए अध्याय जोड़े जाएं, तो यह सहायक सिद्ध होगा।	राज्य स्तर की योजनाओं के विवरण एनईपी में शामिल नहीं किए जाते हैं।	जी, नहीं।
34.2	अपशिष्ट से ऊर्जा- यह प्रस्ताव किया जाता है कि अपशिष्ट से ऊर्जा प्लांट नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत नहीं है। उनके उसी प्रकार के पर्यावरणीय प्रभाव होते हैं, जैसे कि थर्मल पावर प्लांटों के, इसलिए उन्हें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के रूप में नहीं माना जा सकता।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन पर एमएनआरई द्वारा निर्धारित कार्यक्रम के अनुसार विचार किया गया है।	जी, नहीं।
34.3	कुछ कोयला आधारित प्लांटों के निर्माण को रोका जा सकता है, क्योंकि विद्युत की अधिकता के कारण बाजार पर दबाव बढ़ेगा और क्रेताओं के लिए प्रभावशाली ढंग से बाजार परिवर्तित होगा। इससे विद्युत की प्रति यूनिट लागत को	विद्युत अधिनियम 2003 के अधिनियमन के पश्चात विद्युत उत्पादन को डिलाइसेंस किया गया है। विकासकर्ता अपने ज्ञान और विवेक के आधार पर प्लांटों की	जी, नहीं।

	कम करने का दबाव बढ़ेगा और इस प्रकार ऐसे स्रोतों से प्रचालन अव्यवहार्य होगा और अंततः बेकार परिसंपत्तियों की संख्या बढ़ेगी।	स्थापना करते हैं। सरकार किसी को भी विद्युत प्लांट की स्थापना करने / न करने के लिए बाध्य नहीं कर सकती है। सरकार केवल इस संबंध में परामर्शी निदेश जारी करती है।	
34.4	ईआईए - ----ईआईए की प्रक्रिया पर एक अलग भाग जोड़ा जाना चाहिए और इनके अनुपालन को प्रबलित करने के लिए परियोजनाओं के प्रायोजकों को पर्याप्त आयोजना संबंधी दिशानिर्देश दिए जाने चाहिए।	यह एनईपी के अधिकार क्षेत्र में नहीं आता है।	जी, नहीं।
34.5	विद्युत की कमी - -- यह उल्लेख किया जाता है कि एनईपी में ऊर्जा की कमी के महत्व का संज्ञान लिया जाए और इसे एनईपी में एक अलग खंड के रूप में शामिल किया जाए।	भंडारण प्रौद्योगिकी आरंभिक चरण पर है और एनईपी में इसकी प्रचालनात्मक के साथ-साथ लागत संबंधी विवक्षाओं (बाध्यताओं/अनुमान) पर विस्तार से चर्चा करना अभी अपरिपक्व सिद्ध होगा।	जी, नहीं।
<b>35</b>	<b>ड्यूस बैंक एजी, हांगकांग</b>		
35.1	वर्ष 2017 में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 36 गीगावाट की क्षमता अभिवृद्धि अत्यधिक महत्वाकांक्षी लक्ष्य है।	एनईपी में दिए गए क्षमता अभिवृद्धि आंकड़े एमएनआरई द्वारा लगाए गए पूर्वानुमानों के अनुसार हैं।	जी, नहीं।
35.2	36 गीगावाट क्षमता वाली पुरानी परियोजनाओं को बंद करने का कोई उल्लेख नहीं किया गया है।	अंतिम एनईपी में 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है।	जी, नहीं।
35.3	आमेलित किए जाने वाली नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता के संबंध में कें. वि. प्रा. के अनुमान अत्यधिक महत्वाकांक्षी प्रतीत होते हैं।	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
35.4	कें. वि. प्रा. सभी जल विद्युत (15गीगावाट), नाभिकीय (2.8 गीगावाट) और नवीकरणीय (175 गीगावाट) को प्रतिबद्ध क्षमता के रूप में मानता है। यह आक्रामक प्रतीत होता है।	अंतिम एनईपी में संशोधित संभावित जलविद्युत और नाभिकीय क्षमता पर विचार किया गया है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि भारत सरकार द्वारा निर्धारित लक्ष्य के अनुसार है।	जी, नहीं।
<b>36</b>	<b>असम पावर जेनरेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड</b>		
36.1	कोई टिप्पणी नहीं		जी, नहीं।
<b>37</b>	<b>अंतिका इंजीनियरिंग</b>		
37.1	एनईपी में निम्नलिखित को शामिल किया जाना चाहिए:	पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय की नई पर्यावरणीय शर्तों के कारण	जी, नहीं।

	<ul style="list-style-type: none"> <li>12वीं पंचवर्षीय योजना से आगे जाने वाले आर एंड एम / एलई कार्यों के विवरण</li> <li>वर्ष 2017-22 के दौरान किए जाने वाले प्रस्तावित आर एंड एम कार्यों के विवरण।</li> <li>वर्ष वार आर एंड एम बजट</li> </ul>	प्रस्तावित आर एंड एम कार्यों को अभी अंतिम रूप दिया जाना बाकी है।	
<b>38</b>	<b>ज़ल कोवासजी</b>		
38.1	नए घरों के साथ-साथ पुराने घरों/भवनों दोनों के लिए एसपीवी स्थापना हेतु पर्याप्त प्रोत्साहन तंत्र उपलब्ध कराया जाए।	इसे अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
<b>39</b>	<b>तोरिशिमा पंप्स इंडिया प्राइवेट लिमिटेड</b>		
39.1	एनईपी ने 50025 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि की सूची उपलब्ध कराई जाए।	इसे अंतिम एनईपी में शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
<b>40</b>	<b>श्री विवेक गुप्ता, आईआईएम लखनऊ</b>		
40.1	प्रमुख इनपुट में सौर विद्युत परियोजनाओं की स्थापना के लिए आवश्यक इनपुट पर अधिक जोर दिया जाना चाहिए।	इसके लिए इनपुट एमएनआरई द्वारा अलग से उपलब्ध कराए जाएंगे।	जी, नहीं।
40.2	तालिका 14.15 के अनुसार विद्युत क्षेत्र में प्रबंध स्नातकों की कोई आवश्यकता नहीं है। विद्युत क्षेत्र में प्रतिस्पर्धी वातावरण और अपने रफ टॉप सौर उत्पादों का विपणन करने वाली सौर विद्युत कंपनियों की संख्या को ध्यान में रखते हुए इस पर पुनः विचार किए जाने की आवश्यकता है।	प्रबंध स्नातकों की इस आवश्यकता को स्नातक इंजीनियर श्रेणी में शामिल कर लिया गया है।	जी, नहीं।
<b>41</b>	<b>डॉ. अनिल भट्टाचार्य, ऊर्जा विशेषज्ञ</b>		
41.1	अध्याय 13 में विद्युत उत्पादन की नई और कुशल प्रौद्योगिकियों की दिशा में देश में शुरू की गई पहलों को शामिल करते हुए एक प्रौद्योगिकी विकास मार्ग (समय बनाम प्रौद्योगिकी) के साथ नई प्रौद्योगिकियों पर कुछ विस्तृत जानकारी दी जानी चाहिए।	अंतिम एनईपी में उपयुक्त ढंग से शामिल कर लिया गया है।	जी, हाँ।
41.2	मांग पूर्वानुमान ठीक है, परंतु इसकी पद्धतियां बहुत सुदृढ़ नहीं हैं।	अंतिम एनईपी 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के पूर्वानुमानों पर आधारित हैं।	जी, नहीं।
41.3	विद्युत उत्पादन के लिए प्रमुख इनपुट पर आधारित अध्याय 10 एक रुचिकर अध्याय है, परंतु इस क्षेत्र के स्थायित्व के संदर्भ में यह बहुत ही महत्वपूर्ण है। पर्यावरण और समाज में तेजी से हो रहे बदलाव और संसाधनों की उपलब्धता के तथ्यों को ध्यान में रखते हुए इस अध्याय में विस्तृत स्पष्टीकरण दिए जाने चाहिए। विशेष रूप से जल-ऊर्जा-भूमि नेक्सस को इस अध्याय में एक अलग	भूमि और जल आवश्यकता तथा भूमि अधिग्रहण से जुड़े प्रमुख मुद्दों के बारे में विस्तृत जानकारी क्रमशः इस अध्याय के पैरा 10.10.1 और 10.10.2 में दी गई है।	जी, नहीं।

	उपखंड के रूप में शामिल किया जाना चाहिए। क्या इस संबंध में सूचना उपलब्ध है।		
41.4	निष्कर्ष और सिफारिशों पर आधारित खंड भली भांति लिखा गया है, परंतु एनईपी के उद्देश्य को ध्यान में रखते हुए इसमें तुलनात्मक रूप से अधिक विस्तृत मार्गदर्शन और लाभों का भी उल्लेख होना चाहिए।	कार्यान्वयन के लिए विस्तृत मार्गदर्शन प्रदान करना एनईपी के अधिकार क्षेत्र से बाहर है।	जी, नहीं।

**प्रमुख विशेषताएं**

1. 12वीं पंचवर्षीय योजना में 88,537 मेगावाट के लक्ष्य की तुलना में पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से 99,209.6 मेगावाट क्षमता अभिवृद्धि की गई (जिसमें कोयला से 83,560 मेगावाट, लिग्नाइट से 1,290 मेगावाट, गैस से 6,880.5 मेगावाट, जल विद्युत से 5,479 मेगावाट, नाभिकीय ऊर्जा से 2000 मेगावाट क्षमता शामिल है)। यह लक्ष्य की तुलना में लगभग 112% है।
2. 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निजी क्षेत्र से कुल क्षमता अभिवृद्धि के लगभग 56 % क्षमता अभिवृद्धि हुई।
3. 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि में जल विद्युत और नाभिकीय स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य की तुलना में काफी कम उपलब्धियां प्राप्त की गई (कमी : जल विद्युत से 5,451 मेगावाट और नाभिकीय ऊर्जा से 3,300 मेगावाट)।
4. 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित कोल पावर प्लांटों से क्षमता अभिवृद्धि का योगदान कोयला आधारित प्लांटों से कुल क्षमता अभिवृद्धि के लगभग 42% के बराबर रहा।
5. 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 7,202.6 मेगावाट की एकीकृत क्षमता के साथ 37 थर्मल यूनिटों के संदर्भ में आर एंड एम /एलई कार्य पूरा किया गया है। इसके अलावा अपरेटिंग, जीवन विस्तार और पुनर्स्थापना संबंधी कार्यकलापों के जरिए 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार कुल 20 जलविद्युत आर एंड एम योजनाओं के लिए 4014.6 मेगावाट की जलविद्युत क्षमता हासिल की गई है।
6. 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार भारत ने नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से कुल 57,244.24 मेगावाट की स्थापित क्षमता का लक्ष्य हासिल किया है।
7. वर्ष 2021-22 तक नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता का लक्ष्य 175 गीगावाट निर्धारित किया गया है।
8. 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा से 32,741 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि की गई है।
9. वर्ष 2021-22 और 2026-27 के दौरान विभिन्न ऊर्जा बचत उपायों के कार्यान्वयन के परिणामस्वरूप क्रमशः 249 बीयू और 337 बीयू की कुल ऊर्जा बचत का अनुमान लगाया गया है।
10. 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2021-22 के अंत में अनुमानित पीक मांग 226 गीगावाट और ऊर्जा आवश्यकता 1,566 बीयू है।
11. 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2026-27 के अंत में अनुमानित पीक मांग 299 गीगावाट और ऊर्जा आवश्यकता 2,047 बीयू है।
12. 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2021-22 के लिए मांग पूर्वानुमानों (6.18% के मांग सीएजीआर) को ध्यान में रखते हुए 406 मेगावाट गैस आधारित, 6823 मेगावाट जलविद्युत, 3300 मेगावाट नाभिकीय, 117756 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2017-22 के दौरान 22716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद किए जाने की संभावना के मद्देनजर अध्ययन के परिणामों से यह पता चलता है कि वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान 6445 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक है। तथापि, 47855 मेगावाट की कुल क्षमता वाली कोयला आधारित विद्युत परियोजनाएं निर्माण के विभिन्न चरणों पर हैं और इनका लाभ वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान प्राप्त होने की उम्मीद है। इस प्रकार वर्ष 2017-22 के दौरान कुल क्षमता अभिवृद्धि 176140 मेगावाट होने की संभावना है।
13. वर्ष 2017-22 के दौरान 7.18% के मांग सीएजीआर को ध्यान में रखते हुए एक वैकल्पिक परिदृश्य भी तैयार किया गया है। यह पाया गया कि बढ़े हुए मांग परिदृश्य के मामले में वर्ष 2017-22 के दौरान 19,700 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक है। तथापि 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और इसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की उम्मीद है।

14. 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2026-27 के लिए मांग पूर्वानुमानों को ध्यान में रखते हुए 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि पहले से ही निर्माणाधीन है और वर्ष 2017-22 के दौरान इसका लाभ प्राप्त होने की उम्मीद है, 6800 मेगावाट नाभिकीय, 12000 मेगावाट की जल विद्युत, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 100000 मेगावाट की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2022-27 के दौरान 25572 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता के बंद होने की संभावना को ध्यान में रखते हुए अध्ययन के परिणामों से यह पता चलता है कि वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान 46420 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक है। परिणामों में दर्शाई गई वर्ष 2022-27 के दौरान आवश्यक यह क्षमता अभिवृद्धि वस्तुतः पीक क्षमता आवश्यकता है, जिसे ग्रिड में पूरा किया जाना चाहिए। इस क्षमता आवश्यकता को किसी भी पारंपरिक ऊर्जा स्रोत से पूरा किया जा सकता है, परंतु प्राथमिक रूप से इसे पीकिंग पावर प्लांटों जैसे हाइड्रो, गैस अथवा ऊर्जा भंडारण उपकरणों से पूरा किया जा सकता है।
15. उपर्युक्त बिंदु संख्या 13 और 14 में उल्लिखित उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2021-22 के अंत तक नॉन- फॉसिल आधारित स्थापित क्षमता (नाभिकीय + जल विद्युत + नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत) की हिस्सेदारी 49.3 % तक बढ़ जाएगी और वर्ष 2026-27 के अंत तक यह और बढ़कर 57.4% हो जाएगी।
16. नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन वर्ष 2021-22 और 2026-27 में कुल ऊर्जा के क्रमशः 20.1 % और 24.4 % का योगदान देगा।
17. वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए 50 मिलियन टन आयातित कोयले सहित क्रमशः 735 मिलियन टन (आधार मामला) और 877 मिलियन टन की कुल आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। मॉनसून की विफलता के कारण जलविद्युत उत्पादन में 30% की कमी, जिसे कोयला आधारित उत्पादन द्वारा पूरा करना है, को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए कोयला आवश्यकता की गणना की गई है।
18. 87.05 एमएमएससीएमडी की विद्युत परियोजनाओं को आवंटित कुल घरेलू गैस की तुलना में वर्ष 2016-17 के दौरान इन गैस आधारित पावर प्लांटों को कुल मिलाकर केवल 29.59 एमएमएससीएमडी गैस आपूर्ति की गई।
19. यह अनुमान लगाया गया है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के एकीकरण के कारण उत्पन्न हुई ग्रिड की संतुलन और पीकिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए गैस आधारित पावर स्टेशनों को कम-से-कम 45.27 एमएमएससीएमडी गैस की आवश्यकता होगी। यदि भविष्य में भंडारण उपकरण आर्थिक रूप से व्यवहार्य हो जाते हैं, तो संतुलन के लिए उनका भी इस्तेमाल किया जा सकता है।
20. मुख्य प्लांट उपस्करों के लिए पर्याप्त विनिर्माण सुविधाएं मौजूद हैं। तथापि, ऑर्डर्स का अभाव सभी विनिर्माताओं की चिंता का सबब बना हुआ है।
21. वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान 11,55,652 करोड़ रुपए के रूप में लगाया गया है, जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत क्षमता अभिवृद्धि के साथ-साथ वर्ष 2022-27 के दौरान स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए इस अवधि में किया गया व्यय भी शामिल है।
22. वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान 9,56,214 करोड़ रुपए के रूप में लगाया गया है, जिसमें वर्ष 2027-32 की अवधि के दौरान स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई शामिल नहीं है।
23. वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए CO<sub>2</sub> का कुल अनुमानित उत्सर्जन क्रमशः 1026 मिलियन टन और 1173 मिलियन टन है।
24. वर्ष 2015-16 के दौरान ग्रिड से जुड़े पावर स्टेशनों का औसत उत्सर्जन घटक 0.721 किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ किलोवाट घंटा था। ऐसी उम्मीद है कि वर्ष 2021-22 में यह घटकर 0.604 किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ किलोवाट घंटा और वर्ष 2026-27 के अंत तक 0.524 किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ किलोवाट घंटा हो जाएगा।

25. ग्रिड से जुड़े पावर स्टेशनों से उत्सर्जन की तीव्रता किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ जीडीपी ( • ) के वर्ष 2005 के स्तर की तुलना में वर्ष 2021-22 के अंत तक घटकर 40.51 % और वर्ष 2026-27 के अंत तक 53.65% होने की उम्मीद है।
26. ऐसा अनुमान है कि केवल सब क्रिटिकल यूनिटों की स्थापना वाले परिदृश्य की तुलना में सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित कोल पावर प्लांटों की स्थापना के कारण 31.03.2017 तक 20.69 मिलियन टन CO<sub>2</sub> का उत्सर्जन रोका जा सका।
27. ऐसा अनुमान है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से वर्ष 2021-22 के अंत तक वार्षिक आधार पर लगभग 268 मिलियन टन CO<sub>2</sub> उत्सर्जन होने से बचाया जाएगा।
28. देश में वर्ष 2015-16 के दौरान 60.97% फ्लाई ऐश के सदुपयोग का लक्ष्य हासिल किया गया है। अभीष्ट मूल्य के संदर्भ में यह 107.77 मिलियन टन के समतुल्य होता है।
29. देश में पर्याप्त संख्या में इंजीनियर, प्रबंधक और डिप्लोमा धारक उपलब्ध हैं। तथापि आईटीआई जैसे निम्नतर कौशल स्तर के संदर्भ में कमी है।

## अध्याय 1

### प्रस्तावना

#### 1.0 पृष्ठभूमि

विद्युत क्षेत्र का विकास देश के आर्थिक विकास के लिए महत्वपूर्ण है क्योंकि यह विनिर्माण, कृषि, वाणिज्यिक उद्यमों और रेलवे जैसे अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों के विकास को सुकर बनाता है। आजादी के बाद से भारत में विद्युत क्षेत्र में काफी वृद्धि हुई है। हालांकि, विद्युत अधिनियम, 2003 के अधिनियमन ने इस क्षेत्र के लगभग सभी क्षेत्रों में क्रांतिकारी बदलाव लाए हैं। इस अधिनियम के जरिए एक समान भूमिका क्षेत्र प्रदान करके इस क्षेत्र में निजी क्षेत्र की भागीदारी और प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देने के लिए एक अनुकूल वातावरण बनाया गया है। इसके फलस्वरूप उत्पादन, पारेषण और वितरण क्षेत्रों में महत्वपूर्ण निवेश किया गया है। पिछले कुछ वर्षों में पावर प्लांटों (कंपनियों) की स्थापित क्षमता 1950 में केवल 1,713 मेगावाट से बढ़कर दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 3,26,833 मेगावाट तक हो गई है। इसी तरह विद्युत उत्पादन में 1950 में लगभग 5.1 बीयू से वर्ष 2016-17 में 1,242 बीयू (आयात सहित) की वृद्धि हुई है। देश में विद्युत की प्रति व्यक्ति खपत 1950 में 15 किलोवाट से बढ़कर वर्ष 2016-17 में 1,122 किलोवाट हो गई है। दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 5,97,464 जनगणना गांवों में से 5,92,135 गांवों (99.25%) विद्युतीकृत हो गए हैं। क्षेत्रीय ग्रिड को 31.12.2013 से एक राष्ट्रीय ग्रिड के रूप में एकीकृत किया गया है, जिससे एक मजबूत अंतर क्षेत्रीय एसी और एचवीडीसी लिंक के माध्यम से देश के एक कोने से दूसरे कोने तक विद्युत का मुक्त प्रवाह प्रदान किया जा रहा है। नतीजतन, अखिल भारतीय पीक मांग (मेगावाट) और विद्युत ऊर्जा (एमयू) की कमी में तेजी से गिरावट दर्ज की गई है। वर्ष 2016-17 के दौरान क्रमशः पीक मांग, जो पूरी नहीं की गई और ऊर्जा, जिसकी आपूर्ति नहीं की गई क्रमशः 1.6% और 0.7% थी।

#### 1.1 विद्युत अधिनियम 2003, राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 और टैरिफ नीति 2016

##### 1.1.1 विद्युत अधिनियम 2003 और राष्ट्रीय विद्युत योजना के संबंध में विलेख

विद्युत अधिनियम, 2003 उपभोक्ताओं के हितों को ध्यान में रखते हुए पारदर्शी और प्रतिस्पर्धी माहौल में पावर सेक्टर के विकास के लिए अनुकूल एक सक्षम विधान प्रदान करता है।

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(4) के अनुसार, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (कें. वि. प्रा.) से राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार एक राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने और पांच साल में एक बार ऐसी योजना को अधिसूचित करने की अपेक्षा है। मसौदा योजना को प्रकाशित किया जाना है और निर्धारित समय के भीतर लाइसेंसधारी, जनरेटिंग कंपनियों और जनता से उन पर सुझाव और आपत्तियां आमंत्रित की गई हैं। केंद्र सरकार के अनुमोदन प्राप्त करने के बाद योजना को अधिसूचित किया जाना चाहिए। राष्ट्रीय विद्युत नीति में उल्लेख किया जाता है कि कें. वि. प्रा. द्वारा तैयार और केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित की गई योजना का संभावित कंपनियों, ट्रांसमिशन यूटिलिटी और ट्रांसमिशन / डिस्ट्रीब्यूशन लाइसेंसधारियों द्वारा संदर्भ दस्तावेज के रूप में इस्तेमाल किया जा सकता है।

##### 1.1.2 राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 और राष्ट्रीय विद्युत योजना के संबंध में विलेख

राष्ट्रीय विद्युत नीति के लक्ष्य और उद्देश्य इस प्रकार हैं:

- विद्युत तक पहुंच - अगले पांच वर्षों में सभी परिवारों के लिए विद्युत की उपलब्धता सुनिश्चित करना।
- विद्युत की उपलब्धता - 2012 तक मांग को पूरी तरह से पूरा करना। ऊर्जा और पीकिंग पावर की कमी को दूर करना और पर्याप्त मात्रा में रिजर्व विद्युत उपलब्ध होना।

- एक कुशल तरीके से और उचित दरों पर निर्दिष्ट मानकों की विश्वसनीय और गुणवत्तायुक्त विद्युत की आपूर्ति सुनिश्चित करना।
- प्रति व्यक्ति विद्युत की उपलब्धता 2012 तक 1000 यूनिट तक बढ़ाई जाएगी।
- वर्ष 2012 तक प्रवीणता आधार के रूप में 1 यूनिट / परिवार / दिन की न्यूनतम लाइफलाइन खपत।
- विद्युत क्षेत्र का वित्तीय कार्याकल्प (टर्नअराउंड) और वाणिज्यिक व्यवहार्यता।
- उपभोक्ताओं के हितों का संरक्षण।

राष्ट्रीय विद्युत नीति में यह उल्लेख किया गया है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना पांच साल के एक अल्पकालिक ढांचे के लिए होगी, जिसमें 15 साल के परिप्रेक्ष्य को शामिल किया जाएगा और इसमें निम्नलिखित शामिल होगा:

- विभिन्न क्षेत्रों के लिए अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग पूर्वानुमान;
- उत्पादन और पारेषण की मितव्ययता, प्रणाली में हानियों, लोड केंद्र की आवश्यकताओं, ग्रिड स्थिरता, आपूर्ति की सुरक्षा, वोल्टेज प्रोफाइल सहित विद्युत की गुणवत्ता आदि; और पुनर्वास और पुनर्स्थापना सहित पर्यावरण संबंधी चिंताओं को ध्यान में रखते हुए उत्पादन और पारेषण में क्षमता अभिवृद्धि के लिए सुझाए गए क्षेत्र / स्थान;
- ट्रांसमिशन सिस्टम के साथ ऐसे संभावित स्थानों का एकीकरण और राष्ट्रीय ग्रिड का विकास जिसमें ट्रांसमिशन सिस्टम का प्रकार और प्रतिभूतियों की आवश्यकता शामिल है; तथा
- कुशल उत्पादन, पारेषण और वितरण के लिए उपलब्ध विभिन्न प्रौद्योगिकियां।
- अर्थव्यवस्था, ऊर्जा सुरक्षा और पर्यावरणीय चिंताओं के आधार पर ईंधन के विकल्प।

नीति में यह भी कहा गया है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना के विकास के दौरान कें. वि. प्रा. राज्य सरकारों सहित सभी पणधारकों से परामर्श करेगा और राज्य सरकारें राज्य स्तर पर इस कार्य को वितरण लाइसेंसधारियों और राज्य की ट्रांसमिशन यूटिलिटी सहित हितधारकों के समन्वय से करेंगी (एसटीयू)। समयकालिक और दीर्घकालिक समय पर अल्प-समय पर अध्ययन करते समय-मांगों का आकलन करने के लिए आवधिक रूप से समय वितरण कंपनियों द्वारा किए गए अनुमानों को विधिवत वरीयता दी जाएगी। कें. वि. प्रा. विशेषकर मांग पूर्वानुमान के क्षेत्र में आर्थिक विशेषज्ञता वाले संस्थानों और एजेंसियों के साथ भी बातचीत करेगा। अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों के लिए अनुमानित विकास दर को भी मांग पूर्वानुमान की कार्यवाई करते समय ध्यान में रखा जाएगा।

नीति में कहा गया है कि स्थापित क्षमता की कुल उपलब्धता को 85% तक बढ़ाने के अलावा, राष्ट्रीय स्तर पर कम से कम 5% का एक स्पनिंग रिजर्व (आरक्षित विद्युत भंडार) बनाया जाना चाहिए ताकि ग्रिड सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति की गुणवत्ता और विश्वसनीयता सुनिश्चित की जा सके।

नीति में यह उल्लेख किया गया है कि विद्युत उत्पादन के लिए सुपर-क्रिटिकल टेक्नोलॉजी, इन्टीग्रेटेड गैसीफिकेशन कम्बाइन्ड साइकिल (आईजीसीसी) आदि जैसी कुशल प्रौद्योगिकियां धीरे-धीरे लागू की जाएंगी जैसे ही उनकी लागत प्रभावशीलता सिद्ध हो जाती है।

वर्तमान राष्ट्रीय विद्युत नीति की 2005 में घोषणा की गई थी और उसके बाद से इसके विभिन्न लक्ष्यों और उद्देश्यों के कार्यान्वयन के विभिन्न स्तरों को प्राप्त किया गया है। इन बातों को ध्यान में रखते हुए और इस क्षेत्र की आगे की चुनौतियों को दूर करने के लिए राष्ट्रीय विद्युत नीति में संशोधन किया जा रहा है।

### 1.1.3 टैरिफ नीति 2016

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(3) के तहत प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए केन्द्रीय सरकार ने संशोधित टैरिफ नीति को दिनांक 28.01.2016 की राजपत्र अधिसूचना के जरिए अधिसूचित किया है। टैरिफ नीति राज्य सरकारों, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण, केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग और विभिन्न पणधारकों के साथ परामर्श से तैयार की गई है। इस टैरिफ नीति के उद्देश्य निम्नलिखित हैं:

- 1) उपभोक्ताओं को उचित और प्रतिस्पर्धी दरों पर विद्युत की उपलब्धता सुनिश्चित करना;
- 2) इस क्षेत्र की वित्तीय व्यवहार्यता सुनिश्चित करना और निवेश आकर्षित करना;
- 3) अधिकार क्षेत्रों के बीच नियामक दृष्टिकोणों में पारदर्शिता, निरंतरता और संभाव्यता को बढ़ावा देना और नियामक जोखिमों की अवधारणाओं को न्यूनतम करना;
- 4) प्रतिस्पर्धा, प्रचालनों में दक्षता और आपूर्ति की गुणवत्ता में सुधार को बढ़ावा देना;
- 5) नवीकरणीय स्रोतों से विद्युत उत्पादन को बढ़ावा देना;
- 6) पर्याप्त पीकिंग रिजर्व (भंडार) प्रदान करने, विश्वसनीय ग्रिड प्रचालन और चर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण करने के लिए पंप संचयन परियोजनाओं (पीएसपी) सहित पनबिजली परियोजनाओं से विद्युत उत्पादन को बढ़ावा देना;
- 7) बेहतर उपभोक्ता सेवाओं के लिए एक गतिशील और मजबूत विद्युत बुनियादी ढांचे का विकास करना;
- 8) सभी श्रेणियों के उपभोक्ताओं को पर्याप्त और निर्बाध विद्युत की आपूर्ति की सुविधा प्रदान करना;
- 9) उपभोक्ताओं के लिए विद्युत की आपूर्ति की विश्वसनीयता हेतु अग्रिम रूप में उत्पादन, पारेषण और वितरण के आरक्षित भंडार सहित पर्याप्त क्षमता निर्माण सुनिश्चित करना।

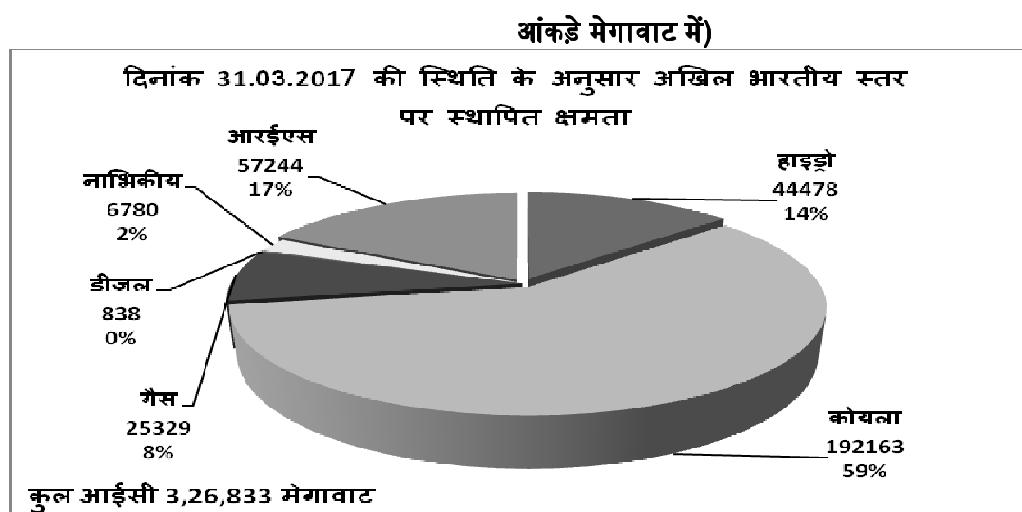
## 1.2 देश में विद्युत परिदृश्य

### 1.2.1 स्थापित क्षमता

दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार देश की स्थापित क्षमता 3,26,833 मेगावाट थी जिसमें 2,18,330 मेगावाट थर्मल, 6,780 मेगावाट नाभिकीय, 44,478 मेगावाट पनबिजली और 57,224 मेगावाट नवीकरणीय विद्युत शामिल हैं और यह प्रदर्श 1.1 में दर्शायी गई है।

प्रदर्श 1.1

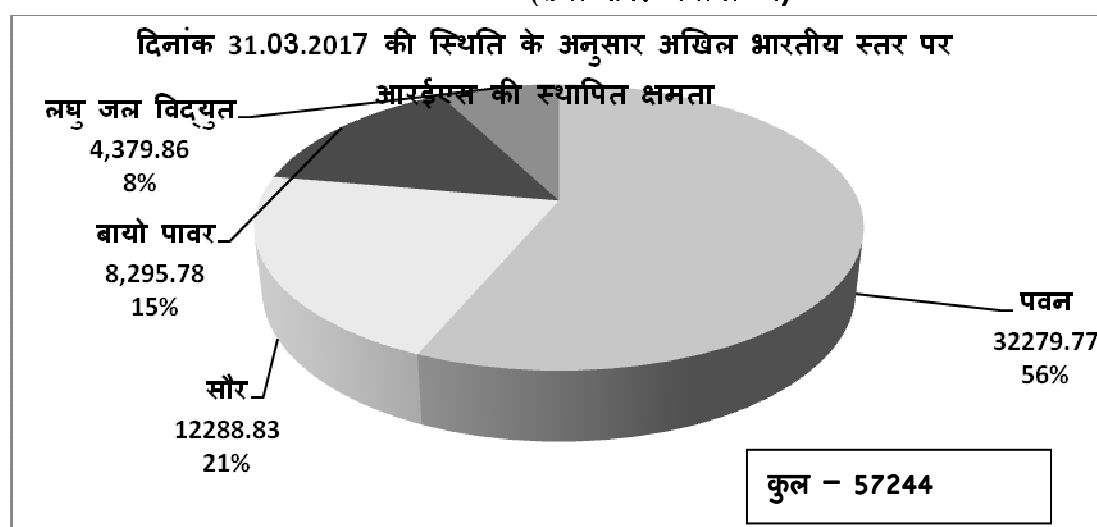
(सभी



देश में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन की महत्वपूर्ण संभावना है। इस क्षमता का इस्तेमाल करने के लिए भारत सरकार द्वारा सभी प्रयास किए जा रहे हैं। 31 मार्च, 2017 की स्थिति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से स्थापित क्षमता 57,224 मेगावाट है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की कुल क्षमता में 32,279.77 मेगावाट पवन, 12,288.83 मेगावाट सौर, 8,295.78 मेगावाट जैव-विद्युत और अपशिष्ट कचरे से विद्युत और 4,379.86 मेगावाट लघु जल विद्युत के रूप शामिल है, जो प्रदर्श 1.2 में दर्शाया गया है। पवन टरबाइन विद्युत संयंत्रों की स्थापित क्षमता के मामले में भारत दुनिया में चौथे स्थान पर है

प्रदर्श 1.2

(सभी आंकड़े मेगावाट में)



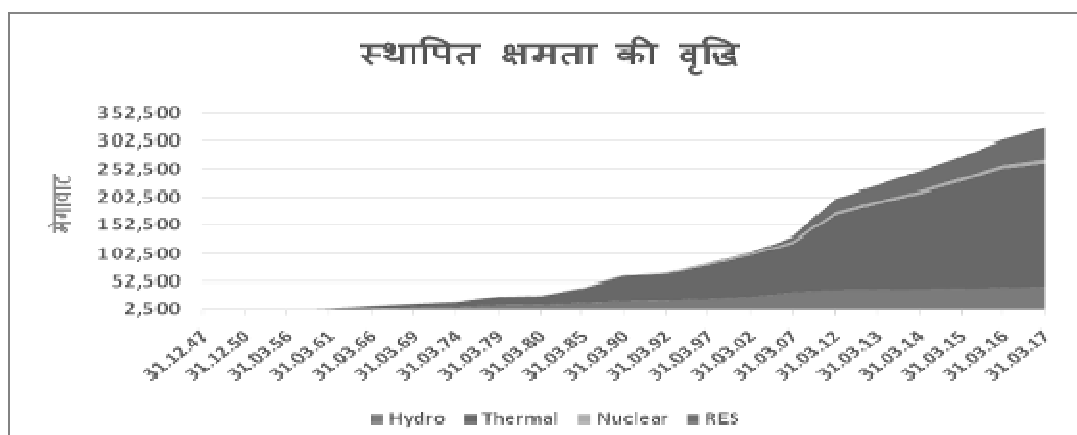
विभिन्न स्रोतों से भारत में स्थापित क्षमता और विद्युत उत्पादन का विकास तालिका 1.1, प्रदर्श 1.3 और 1.4 में दिखाया गया है।

**तालिका 1.1**  
**स्थापित क्षमता और विद्युत उत्पादन का विकास**

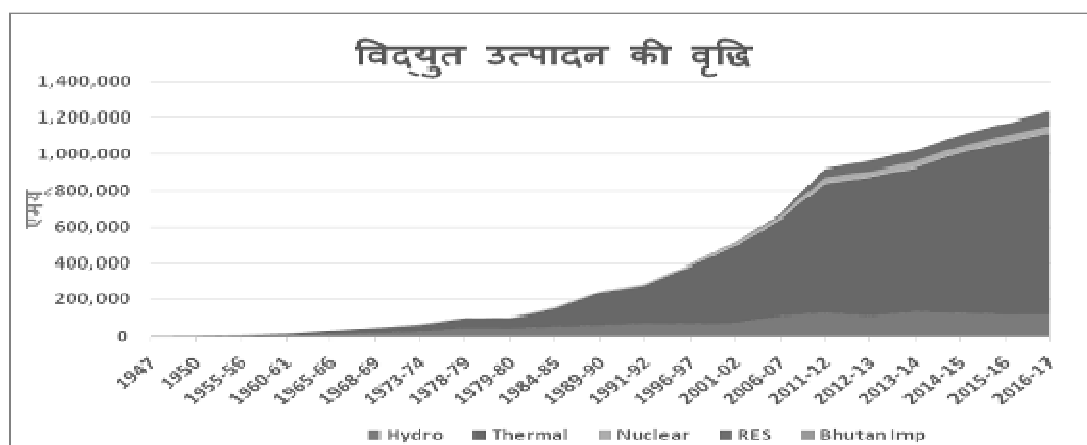
योजना वर्ष /	स्थापित क्षमता (मेगावाट)	उत्पादन (बीयू)	उत्पादन की वृद्धि दर (%) में	उत्पादन की मिश्रित वृद्धि दर (%)
10वीं पंचवर्षीय योजना				
2002-03	107877	530.61	3.2	5.16
2003-04	112684	558.34	5.0	
2004-05	118426	587.42	5.2	
2005-06	124287	617.51	5.1	
2006-07	132329	662.52	7.3	
11वीं पंच वर्षीय योजना				
2007-08	143061	704.47	6.3	5.77
2008-09	147965	723.79	2.7	
2009-10	159398	771.60	6.6	
2010-11	173626	811.10	5.1	
2011-12	199877	877.00	8.1	
12वीं पंच वर्षीय योजना				
2012-13	223,344	912.05	4.0	6.14
2013-14	248,554	967.15	6.0	
2014-15	274,904	1048.67	8.4	
2015-16	305,163	1107.82	5.6	
2016-17	326,833	1160.14	4.7	

- केवल पारंपरिक स्रोतों से उत्पादन

प्रदर्श 1.3



प्रदर्श 1.4



### 1.2.2 प्रति व्यक्ति विद्युत खपत

12 वीं पंचवर्षीय योजना की शुरुआत में अर्थात् दिनांक 01.04.2012 की स्थिति के अनुसार प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत 883.64 किलोवाट थी और दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत बढ़कर 1122 किलोवाट हो गई है। 12 वीं योजना के चार वर्षों के दौरान प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत का संक्षिप्त विवरण तालिका 1.2 में दिया गया है।

**तालिका 1.2**  
**प्रति व्यक्ति विद्युत खपत**

वर्ष	1.2.2 प्रति व्यक्ति विद्युत खपत (किलोवाट)
2012-13	914.41
2013-14	956.64
2014-15	1010.00
2015-16	1075.00
2016-17	1122.00

### 1.2.3 वास्तविक विद्युत आपूर्ति की स्थिति

12 वीं योजना के पहले वर्ष अर्थात् 2012-13 के दौरान देश में पूरी न की गई पीक मांग लगभग 12,159 मेगावाट (9.0%) और आपूर्ति न की गई औसत ऊर्जा 87 बिलियन किलोवाट (8.7%) थी। 12 वीं योजना के अंतिम वर्ष (2016-17) के दौरान देश की पूरी न की गई पीक मांग और आपूर्ति न की गई ऊर्जा क्रमशः 2,608 मेगावाट (1.6%) और 7.6 बीयू (0.7%) तक घट गई है। 12 वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान देश में विद्युत आपूर्ति की स्थिति का संक्षिप्त विवरण तालिका 1.3 में दिया गया है।

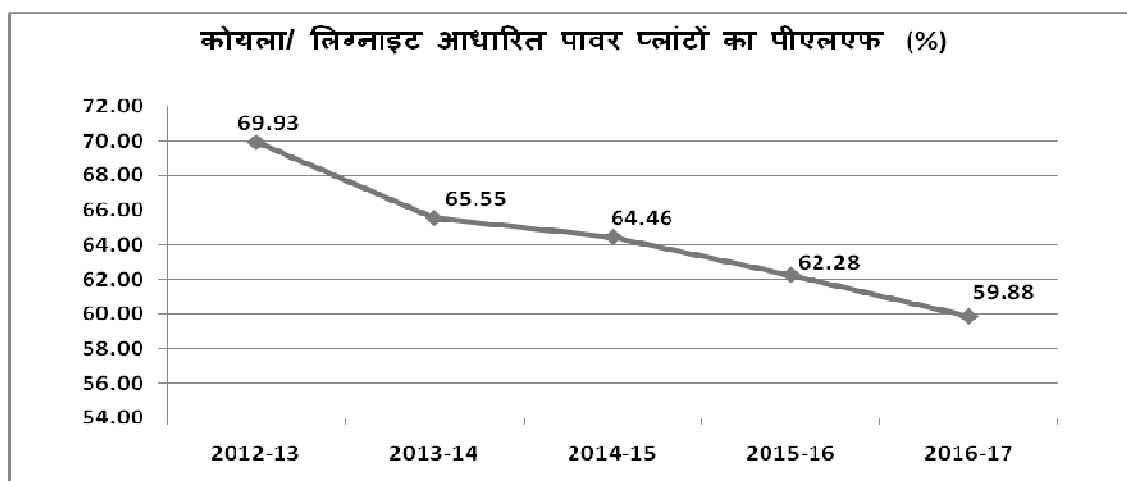
**तालिका 1.3**  
**अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत आपूर्ति की वास्तविक स्थिति (2012-17)**

वर्ष	पीक मांग (मेगावाट)	पूरी की गई पीक मांग (मेगावाट)	पूरी न की गई पीक मांग/ अधिशेष (मेगावाट) (- / +)	पूरी न की गई पीक मांग/ अधिशेष (%) (- / +)	ऊर्जा आवश्यकता (मिलियन यूनिट)	ऊर्जा उपलब्धता (मिलियन यूनिट)	आपूर्ति न की गई ऊर्जा / अधिशेष (मिलियन यूनिट) (- / +)	आपूर्ति न की गई ऊर्जा / अधिशेष (%) (- / +)
2012-13	135,453	123,294	-12,159	-9.0	998,114	911,209	-86,905	-8.7
2013-14	135,918	129,815	-6,103	-4.5	1,002,257	959,829	-42,428	-4.2
2014-15	148,166	141,160	-7,006	-4.7	1,068,943	1,030,800	-38,143	-3.6
2015-16	153,366	148,463	-4,903	-3.2	1,114,408	1,090,850	-23,558	-2.1
2016-17	159,542	156,934	-2,608	-1.6	1,142,928	1,135,332	-7,596	-0.7

### 1.2.4 कोयला / लिग्नाइट आधारित विद्युत प्लांट का प्लांट लोड फैक्टर

12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान कोयला आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशनों के राष्ट्रीय औसत प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) में बड़ी तेजी से गिरावट आई है और यह वर्ष 2012-13 के दौरान 69.93% की तुलना में वर्ष 2016-17 के दौरान 59.88% हो गया है। वर्षवार पीएलएफ प्रदर्श 1.5 में दर्शाया गया है।

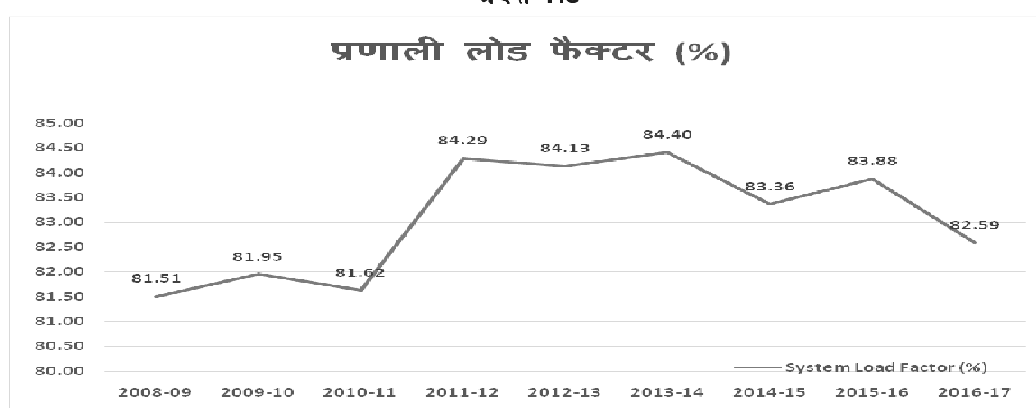
प्रदर्श 1.5



### 1.2.5 वार्षिक प्रणाली लोड फैक्टर

वार्षिक प्रणाली लोड फैक्टर प्रणाली में विद्युत की उपलब्धता और उस ऊर्जाका अनुपात होता है जो कि वर्ष के दौरान अपेक्षित होगी बशर्ते कि सालाना पूरा किया गया पीक लोड पूरे वर्ष के दौरान प्रणाली के अनुकूल बना रहा। यह फैक्टर विभिन्न श्रेणियों के लोड के सदुपयोग के पैटर्न पर निर्भर करता है। मुख्य रूप से प्रणाली में मौजूदा विद्युत की कमी और विभिन्न राज्यों में विशेष रूप से कृषि क्षेत्र में अपनाए गए लोड-स्टैगिंग वाले उपायों की वजह से वर्ष 2011-12 से 2015-16 तक वार्षिक प्रणाली लोड फैक्टर 84% के करीब बना रहा है। वर्ष 2016-17 के दौरान प्रणाली लोड घटक घटकर 82.6% हो गया है। वार्षिक प्रणाली लोड फैक्टर प्रदर्श 1.6 में दर्शाया गया है।

प्रदर्श 1.6



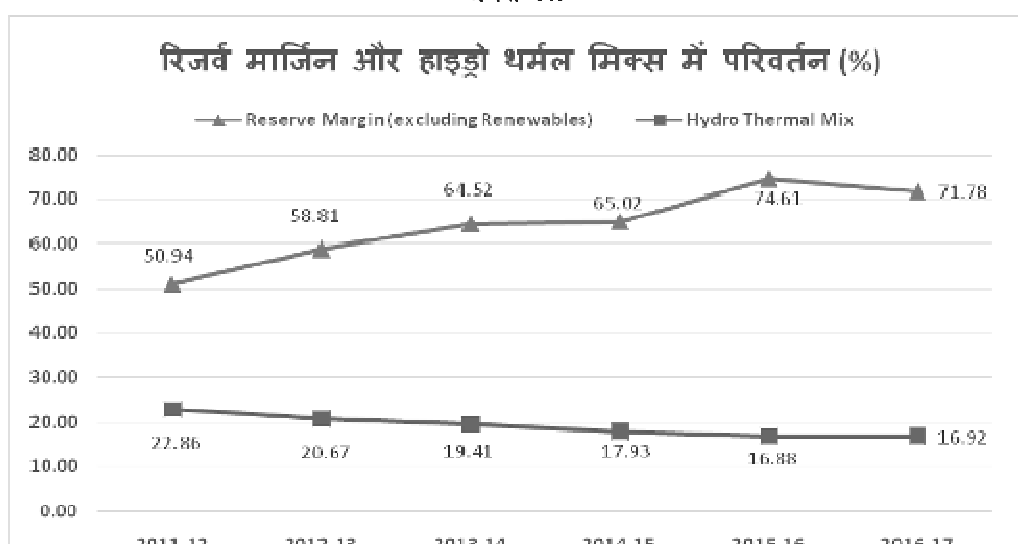
### 1.2.6 रिजर्व मार्जिन और हाइड्रो थर्मल मिक्स

किसी प्रणाली के रिजर्व मार्जिन को स्थापित क्षमता और पीक लोड के प्रतिशत के रूप प्राप्ति किए गए पीक लोड के बीच के अंतर के रूप में परिभाषित किया गया है। यह घटक कई मापदंडों पर निर्भर करता है, उनमें से प्रमुख विद्युत उत्पादन का तरीका जैसे हाइड्रो, थर्मल, नवीकरणीय और जनरेटिंग स्टेशन की उपलब्धता है, जो मुख्य रूप से उत्पादन यूनिटों के बलपूर्वक और योजनाबद्ध ढंग से शटडाउन होने का कार्य, विद्युत की खरीद के लिए डिस्कॉम की क्षमता है। रिजर्व मार्जिन वर्ष 2011-12 में 50.94% से बढ़कर मार्च, 2017 में 71.78% हो गया है।

हाइड्रोथर्मल मिश्रण- 31 मार्च, 2012 की स्थिति के अनुसार 22.86% से घटकर मार्च 2017 में 16.92% हो गया है, जो मुख्य रूप से आगामी वर्षों के दौरान थर्मल उत्पादन क्षमता में वृद्धि की तुलना में पनबिजली उत्पादन क्षमता में कमी की वजह से हुआ है। रिजर्व मार्जिन और पनबिजली थर्मल मिश्रण का पैटर्न- प्रदर्श 1.7 में दिखाया गया है।

रिजर्व मार्जिन में यह वृद्धि वर्ष 2011-12 में पीएलएफ के 73.32% से घटकर वर्ष 2016-17 में 59.88% हो जाने के कारण हुई है।

प्रदर्श 1.7



### 1.3 सरकार की विभिन्न पहलें

#### 1.3.1 टैरिफ आधारित बोली के अनुसार विद्युत परियोजनाओं का विकास

भारत में विद्युत उद्योग में प्रतिस्पर्धा बढ़ाना विद्युत अधिनियम, 2003 (अधिनियम) के प्रमुख उद्देश्यों में से एक है। वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा विद्युत की प्रतिस्पर्धात्मक खरीद से विद्युत की खरीद की समग्र लागत को कम करने और विद्युत बाजारों के विकास की उम्मीद है।

अधिनियम की धारा 61 और 62 में टैरिफ विनियमन और उचित आयोग द्वारा विद्युत के उत्पादन, पारेषण, व्हीलिंग और खुदरा बिक्री के लिए टैरिफ के निर्धारण का प्रावधान है। अधिनियम की धारा 63 में कहा गया है कि -

"धारा 62 में किसी बात के बावजूद भी उपयुक्त आयोग को उस टैरिफ को अपनाना चाहेगा अगर ऐसा टैरिफ केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार बोली लगाने की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया है।"

टैरिफ आधारित बोली लगा कर विद्युत की खरीद को सुकर बनाने के लिए 28 जनवरी, 2016 को टैरिफ नीति को संशोधित किया गया। संशोधित टैरिफ नीति के मुताबिक "मौजूदा परियोजनाओं के विस्तार के मामले में या जहां किसी कंपनी का स्वामित्व या नियंत्रण निरधारित डेवलपर के रूप में है राज्य सरकार के पास होता है और जहां नियामक को विहित मानदंडों के आधार पर टैरिफ निर्धारण को बहाल करने की आवश्यकता है, बशर्ते इस उद्देश्य के लिए निजी डेवलपर्स द्वारा उत्पादन की क्षमता का विस्तार मौजूदा क्षमता के 100% से अधिक न हो, को छोड़कर विद्युत की भविष्य की सभी आवश्यकता को पूरा करने के लिए वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक रूप से विद्युत की खरीद जारी रहना चाहिए। राज्यों द्वारा विद्युत परियोजनाओं को मामला I और मामला II बोली-प्रक्रिया के तहत निम्नानुसार विकसित किया जा सकता है:

(i) जहां स्थान, प्रौद्योगिकी या ईंधन खरीदार द्वारा निर्दिष्ट नहीं की जाती है **(मामला 1)**;

(ii) जल विद्युत परियोजनाओं, लोड सेंटर परियोजनाओं या अन्य स्थान विशिष्ट परियोजनाओं के लिए विशिष्ट ईंधन आवंटन जैसे कि कैप्टिव खानें उपलब्ध हैं, जो खरीदार टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया के तहत स्थापित करना चाहता है **(केस 2)**।

मामला-2/यूएमपीपी के लिए मानक बोली दस्तावेजों (एसबीडी) की समीक्षा की गई और डिजाइन, निर्माण, वित्त, प्रचालन और हस्तांतरण (डीबीएफओटी) के आधार पर विद्युत उत्पादन परियोजनाओं / अल्ट्रा मेगा पावर परियोजनाओं (यूएमपीपी) के निर्माण और प्रचालन के लिए मॉडल बोली दस्तावेज 20 सितंबर, 2013 को जारी किए गए। इसके अलावा, विद्युत मंत्रालय ने मामला-2 मार्ग के तहत यूएमपीपी और अन्य स्थान विशिष्ट परियोजनाओं के लिए मानक / मॉडल बोली दस्तावेजों की समीक्षा करने के लिए एक विशेषज्ञ समिति नियुक्त की है। विभिन्न हितधारकों के साथ संपूर्ण विचार-विमर्श / चर्चा के बाद विशेषज्ञ समिति ने आवंटित घरेलू कोयला ब्लॉकों पर आधारित यूएमपीपी के लिए संशोधित एसबीडी और दिशानिर्देश तैयार किए हैं और इसे विद्युत मंत्रालय को सौंप दिया है और इस पर अंतर-मंत्रालयी परामर्श चल रहा है। विशेषज्ञ समिति ने विभिन्न हितधारकों से टिप्पणियों के लिए अपनी सिफारिशें और आयातित कोयले पर आधारित यूएमपीपी के माध्यम से टैरिफ के निर्धारण के लिए दिशानिर्देश भी प्रस्तुत किए हैं।

विद्युत मंत्रालय ने 27 फरवरी, 2009 को मामला-1 विद्युत परियोजनाओं के लिए एसबीडी जारी किए थे। मॉडल आरएफक्यू, मॉडल आरएफपी, मॉडल पावर सेल एग्रीमेंट के साथ-साथ संशोधित एसबीडीएस भी डिजाइन, निर्माण, वित्त, प्रचालन और प्रचालन (डीबीएफओओ) के आधार पर विद्युत की खरीद के लिए वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा क्रमशः दिनांक 8 नवंबर, 2013 और 9 नवंबर, 2013 को जारी किए गए थे। इसके अलावा, यह सुनिश्चित करने के लिए कि कोयला ब्लॉक नीलामी के लाभ उपभोक्ताओं को दिए जाएं, इन दिशानिर्देशों में संशोधन 16 अप्रैल, 2015 के संकल्प सं. 23/09/2015-आर एंड आर के माध्यम से जारी किए गए हैं।

### 1.3.2 अल्ट्रा मेगा पावर परियोजनाओं का विकास

केंद्र सरकार द्वारा वर्ष 2005-06 में निर्माण, स्वामित्व और संचालित आधार पर सुपरक्रिटिकल टेक्नोलॉजी का इस्तेमाल कर टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली-प्रक्रिया के तहत प्रत्येक लगभग 4,000 मेगावाट की क्षमता वाली कोयला आधारित अल्ट्रा मेगा पावर परियोजनाओं (यूएमपीपी) का विकास शुरू किया गया। यूएमपीपी घरेलू कोयले के आधार पर पिटहेड या आयातित कोयले के आधार पर तटीय स्थानों पर अवस्थित होंगी। घरेलू कोयला पर आधारित यूएमपीपी के लिए कोयला ब्लॉक भी परियोजना डेवलपर को आवंटित किया जाएगा।

इसका उद्देश्य तेजी से क्षमता बढ़ाने का लक्ष्य प्राप्त करना और मितव्ययिता के कारण उपभोक्ताओं के लिए विद्युत की लागत को कम करना है। चार यूएमपीपी का अधिनिर्णय टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से चुने गए डेवलपर्स को किया गया, जो गुजरात में मुंद्रा यूएमपीपी, मध्य प्रदेश में सासन यूएमपीपी, आंध्र प्रदेश में कृष्णापटनम यूएमपीपी और झारखंड में तिलैया यूएमपीपी हैं। मुंद्रा यूएमपीपी की सभी यूनिटों (5X800 मेगावाट) और सासन यूएमपीपी (6x660 मेगावाट) को स्थापित कर दिया गया है। कृष्णापटनम अल्ट्रा मेगा पावर प्रोजेक्ट के डेवलपर, अर्थात् मैसर्स कोस्टल आंध्रा पावर लि. (सीएपीएल) ने निर्माण कार्य शुरू कर दिया था, लेकिन उन्होंने इंडोनेशिया सरकार के नए विनियमों, जिनमें सहबद्ध कंपनियों को बेंच मार्क की कीमत से नीचे बिक्री सहित कोयले की बिक्री पर रोक लगाने का प्रावधान है, का हवाला देते हुए निर्माण कार्य को रोक दिया। आंध्र प्रदेश साउदर्न पावर डिस्ट्रीब्यूशन कंपनी लिमिटेड (एपीएसपीडीसीएल), जो कृष्णापटनम परियोजना का प्रमुख खरीददार है, ने कोस्टल आंध्रा पावर लिमिटेड (सीएपीएल) को निलंबन का नोटिस जारी कर दिया है। सीएपीएल ने दिल्ली के उच्च न्यायालय से संपर्क किया था। दिल्ली उच्च न्यायालय ने 2 जुलाई, 2012 को सीएपीएल की याचिका को खारिज कर दिया है। सीएपीएल ने विवाद के समाधान के लिए डिब्रीज्म बेंच, दिल्ली हाईकोर्ट और इंडियन आर्बिट्रेटर काउंसिल से संपर्क किया है। मामला न्यायालय के विचाराधीन है।

तिलैया यूएमपीपी के लिए डेवलपर (झारखंड इंटीग्रेटेड पावर लिमिटेड, आरपीएल की एक सहायक कंपनी) ने झारखंड सरकार द्वारा डेवलपर को भूमि हस्तांतरित न करने का हवाला देते हुए दिनांक 28 अप्रैल, 2015 को विद्युत खरीद समझौते को समाप्त करने का नोटिस जारी किया है। खरीदार ने नवंबर 2015 में समाप्ति नोटिस स्वीकार कर लिया है और एसपीवी (विशेष प्रयोजन कंपनी) के हस्तांतरण के बाद संशोधित मानक बोली दस्तावेजों (एसबीडी) के अनुसार फिर से बोली लगाने के लिए आवश्यक विकास गतिविधियों की शुरुआत की जाएगी।

बोली लगाने की प्रक्रिया शुरू करने के लिए चार और यूएमपीपी (ओडिशा में बेडबाहल, तमिलनाडु में चेय्युर, बिहार के ककवाडा, झारखंड के हुसैनाबाद) की पहचान की गई है।

इसके अलावा, पांच अन्य यूएमपीपी उत्तर प्रदेश में एक, उड़ीसा में दो अतिरिक्त यूएमपीपी, गुजरात में दूसरी यूएमपीपी और तमिलनाडु में दूसरी यूएमपीपी आयोजना के विभिन्न चरणों में हैं। उपर्युक्त अतिरिक्त यूएमपीपी के लिए साइटों के चयन / जांच की प्रक्रिया संबंधित राज्य सरकारों के साथ परामर्श से चल रही है।

यूएमपीपी की विस्तृत स्थिति **अनुबंध 1.1** में दी गई है।

### 1.3.3 कैप्टिव कोयला ब्लॉक / खानों का आबंटन

देश में कोयला उत्पादन विभिन्न कारणों, मुख्य रूप से कोयले की खानों के विकास में विलंब से विद्युत क्षेत्र की बढ़ती मांग के अनुरूप नहीं हो पा रहा था। इससे कोयला आयात करने की आवश्यकता पड़ रही थी। इसलिए, डेवलपर्स को कैप्टिव उपयोग के लिए कोयला ब्लॉक आवंटित करने का निर्णय लिया गया है। पिटहेड में अवस्थित सभी यूएमपीपी को कोयला ब्लॉक आवंटित कर दिए गए हैं।

माननीय उच्चतम न्यायालय ने दिनांक 25 अगस्त, 2014 के अपने फैसले में और 24 सितंबर, 2014 के आदेश के अनुसार 1993 से आवंटित किए गए 218 कोयला ब्लॉकों में से 204 कोयला ब्लॉक के आवंटन को अवैध घोषित कर दिया था। दिनांक 24 सितंबर, 2014 के उच्चतम न्यायालय के उपर्युक्त निर्णय के अनुपालन में लिंकड एंड यूज पावर प्लांट के लिए विद्युत क्षेत्र में 9 कोयला खानों को ई-नीलामी के माध्यम से जीतने वाले बोलीदाताओं (डेवलपर्स) को आवंटित किया गया है। उपर्युक्त के अलावा, केन्द्रीय / राज्य क्षेत्र की कंपनियों (यूटिलिटी) को ई-आबंटन के जरिए लिंकड एंड यूज पावर प्लांट के उपयोग के लिए 38 कोयला खानें भी आवंटित की गई हैं।

### 1.3.4 जलविद्युत नीति - 2008

जलविद्युत का त्वरित विकास सुनिश्चित करने के प्रयोजन से भारत सरकार द्वारा दिनांक 31 मार्च 2008 को जलविद्युत नीति - 2008 अधिसूचित की गई है। इस नीति की प्रमुख विशेषताएं नीचे दिए अनुसार हैं :

- 1) निजी क्षेत्र के विकासकर्ताओं को साईटों के अधिनिर्णय के लिए पारदर्शी चयन मानदंड।
- 2) संशोधित टैरिफ नीति, 2016 में अधिसूचित किए अनुसार लागत और टैरिफ व्यवस्था (जिसमें विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 62 के अंतर्गत टैरिफ का निर्धारण नियामक द्वारा किया जाता है), को 15 अगस्त 2022 तक के लिए सार्वजनिक और निजी क्षेत्र की जलविद्युत परियोजना के लिए विस्तारित किया गया है।
- 3) बिक्री योग्य ऊर्जा के अधिकतम 40% तक व्यापारियों को बिक्री के माध्यम से अपनी अतिरिक्त लागत वसूल करने में विकासकर्ता को सक्षम बनाती है।
- 4) विकासकर्ता को प्रत्येक परियोजना प्रभावित परिवार को प्रति माह 100 यूनिट विद्युत उपलब्ध करानी है- सीओडी की तारीख से 10 वर्ष के लिए या तो नकद रूप में अथवा वस्तु रूप में या दोनों रूपों में।
- 5) विकासकर्ता को परियोजना के आसपास वाले क्षेत्रों में ग्रामीण विद्युतीकरण के कार्यान्वयन में सहायता प्रदान करनी है और आरजीजीवीवाई योजना के अंतर्गत राज्य सरकार की 10% हिस्सेदारी का योगदान देना है।
- 6) स्थानीय क्षेत्र विकास निधि के लिए परियोजना से अतिरिक्त 1% निःशुल्क विद्युत (प्रायोजक राज्य के लिए निर्धारित 12% निःशुल्क विद्युत के अतिरिक्त) - -कल्याण योजनाओं के लिए नियमित राजस्व प्रवाह, अतिरिक्त अवसंरचना और सामान्य सुविधाओं का सृजन।
- 7) राज्य सरकारों को अपने 12% निःशुल्क विद्युत की हिस्सेदारी से उतना ही अर्थात् 1% का योगदान करना है।

### 1.3.5 स्वदेशी उपस्कर विनिर्माण क्षमता बढ़ाना

सुपर क्रिटिकल उपस्करों के लिए स्वदेशी विनिर्माण क्षमता का सृजन बीएचईएल और भारतीय कंपनियों की भागीदारी में अंतर्राष्ट्रीय उपस्कर विनिर्माताओं द्वारा स्थापित संयुक्त उद्यमों (जेवी) के माध्यम से किया गया है। बीएचईएल ने सुपर क्रिटिकल बॉयलर के लिए मैसर्स एल्सटम और सुपर क्रिटिकल टर्बाइन जेनरेटरों के लिए मैसर्स सीमेंस के साथ प्रौद्योगिकी सहयोग करार किए हैं। बीएचईएल ने 20,000 मेगावाट प्रतिवर्ष (जिसमें थर्मल, हाइड्रो और नाभिकीय शामिल हैं) क्षमता के विद्युत उपस्करों के लिए विनिर्माण क्षमता का लक्ष्य हासिल किया है। सुपर क्रिटिकल बॉयलर के लिए संयुक्त उद्यमों द्वारा स्थापित स्वदेशी विनिर्माण क्षमता 9,200 मेगावाट और सुपर क्रिटिकल टर्बाइन जेनरेटरों के लिए 11,000 मेगावाट है जो तालिका 1.4 में दी गई है।

तालिका 1.4

प्रतिवर्ष योजनागत विनिर्माण क्षमता (मेगावाट में)

संयुक्त उद्यम	बॉयलर्स	टर्बाइन जेनरेटर
एल एंड टी- एमएचआई	4000 मेगावाट	4000 मेगावाट
एल्सटॉम-भारत फोर्ज	-	4000 मेगावाट
तोशिबा- जेएसडब्ल्यू	-	3000 मेगावाट
थर्मैक्स-बैबकोक और विल्कोक्स	3000 मेगावाट	-
दूशान चेन्नई वर्क्स प्राइवेट लिमिटेड	2200 मेगावाट (सब क्रिटिकल और सुपर क्रिटिकल दोनों)	-
<b>कुल</b>	<b>9200 मेगावाट</b>	<b>11000 मेगावाट</b>

घरेलू आपूर्तिकर्ताओं को प्रोत्साहित करने और उन्हें आपूर्ति आदेश देने के प्रयोजन से एनटीपीसी और डीवीसी के लिए 660 मेगावाट क्षमता की 11 सुपर क्रिटिकल यूनिटों और एनटीपीसी के लिए 800 मेगावाट क्षमता की 9 सुपर क्रिटिकल यूनिटों के लिए भारत सरकार द्वारा थोक आपूर्ति आदेश अनुमोदित किए गए और इस पर एनटीपीसी द्वारा कार्रवाई शुरू की गई। इन थोक आपूर्ति आदेशों के लिए पहले से स्वीकार्य चरणबद्ध विनिर्माण कार्यक्रम (पीएमपी) के अनुसार सफल बोलीदाताओं द्वारा सुपर क्रिटिकल यूनिटों के स्वदेशी स्तर पर विनिर्माण की आवश्यकता/शर्त अनिवार्य की गई है। बॉयलर और टर्बाइन जेनरेटरों के लिए विनिर्माण सुविधाओं की स्थापना हेतु लक्ष्य दर्शाते हुए पीएमपी के लिए रोड मैप भी परिभाषित किया गया है और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के तहत गठित की गई एक समिति द्वारा इसकी निगरानी भी की जा रही है। विद्युत मंत्रालय (एमओपी) द्वारा यह निश्चय किया गया कि केंद्र और राज्य क्षेत्र की सभी ताप विद्युत उत्पादन कंपनियों को स्वदेशी विनिर्माताओं से सुपर क्रिटिकल यूनिटों की व्यवस्था के लिए एक परामर्शी निदेश (एडवायजरी) जारी की जाए। तदनुसार केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अपने दिनांक 27 जनवरी 2017 के पत्र के जरिए एक एडवायजरी जारी की गई, जिसमें सरकार द्वारा अनुमोदित थोक आपूर्ति आदेशों के अनुसार सुपर क्रिटिकल परियोजनाओं के बॉयलर और टर्बाइन जेनरेटर की खरीद के लिए आमंत्रित की जाने वाली बोलियों / निविदाओं में चरणबद्ध ढंग से स्वदेशी विनिर्माण सुविधाओं की स्थापना के लिए एक शर्त शामिल करने का सुझाव दिया गया।

### 1.3.6 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत

भारत सरकार ने वर्तमान में वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,75,000 मेगावाट की स्थापित क्षमता का लक्ष्य निर्धारित किया है। इसमें सौर ऊर्जा से 1,00,000 मेगावाट पवन ऊर्जा से 60,000 मेगावाट, बायोमास से 10,000 मेगावाट और लघु जल विद्युत परियोजनाओं से 5000 मेगावाट क्षमता शामिल है। सौर ऊर्जा के लिए 1,00,000 मेगावाट के लक्ष्य में से 40,000 मेगावाट क्षमता सोलर रूफ टॉप के माध्यम से स्थापित की जाएगी और बकाया 60,000 मेगावाट बड़े और मध्यम आकार वाली जमीनी परियोजनाओं से स्थापित की जाएगी, जिनमें राज्य सरकारों के साथ-साथ केंद्रीय क्षेत्र के सार्वजनिक उपक्रम (सीपीएसयू), स्वतंत्र विद्युत उत्पादक (आईपीपी), भारतीय सौर ऊर्जा निगम (एसईसीआई) आदि जैसे अन्य संस्थान भी शामिल होंगे।

### 1.3.7 नाभिकीय विद्युत

सरकार ने देश में नाभिकीय विद्युत के विस्तार को सुकर बनाने के लिए कई पहलें शुरू की हैं, जैसे भारतीय नाभिकीय बीमा पूल (आईएनआईपी) का सृजन, नाभिकीय विद्युत प्लांटों की स्थापना के लिए सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों की संयुक्त उद्यम कंपनियों को इस कार्य में सक्षम बनाने के लिए परमाणु ऊर्जा अधिनियम में संशोधन आदि। वर्ष 2016-17 के बजट अभिभाषण में मानननीय वित्तमंत्री ने यह भी घोषणा की है कि सरकार नाभिकीय विद्युत उत्पादन में निवेश बढ़ाने और बजटीय आवंटन के प्रावधान के लिए अगले 15-20 वर्ष की अवधि के लिए एक व्यापक योजना तैयार कर रही है। इस घोषणा ने देश में नाभिकीय क्षमता अभिवृद्धि में तेजी लाने के लिए बल दिया है। नाभिकीय क्षमता अभिवृद्धि के लिए व्यापक योजना के एक भाग के रूप में स्वदेशी दाब युक्त भारी जल रिएक्टरों (पीएचडब्ल्यूआर) के संदर्भ में एक रोडमैप तैयार किया जा रहा है। सरकार ने स्वदेशी दाब युक्त भारी जल रिएक्टरों (पीएचडब्ल्यूआर), आयातित हल्के जल रिएक्टरों (एलडब्ल्यूआर) और पीएफवीआर की स्थापना के लिए विभिन्न नई साईटों/ मौजूदा साईटों के विस्तार के लिए "सैद्धांतिक" अनुमोदन पहले ही प्रदान कर दिया है।

### 1.3.8 सभी के लिए विद्युत

भारत सरकार ने राज्य की नीति के अनुसार सभी परिवारों/घरों, औद्योगिक और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं को 24x7 सभी के लिए विद्युत (पीएफए) उपलब्ध करने और कृषि उपभोक्ताओं को पर्याप्त विद्युत की आपूर्ति के लिए संबंधित राज्य सरकारों के साथ मिलकर राज्य विशेष पर आधारित दस्तावेज तैयार करने के लिए एक संयुक्त पहल शुरू की है। इस पहल का उद्देश्य मौजूदा उपभोक्ताओं को गुणवत्ता युक्त विद्युत की निर्बाध आपूर्ति सुनिश्चित करना और वर्ष 2019 तक चरणबद्ध ढंग से असंबद्ध सभी उपभोक्ताओं को विद्युत की उपलब्धता सुनिश्चित करना है।

इन पीएफए दस्तावेजों में सभी संबद्ध और असंबद्ध उपभोक्ताओं के लिए 24x7 विद्युत की आपूर्ति हेतु आवश्यक ऊर्जा, विभिन्न उत्पादन शुल्कों से राज्य को विद्युत की उपलब्धता की पर्याप्तता, अंतर्राज्य पारेषण प्रणाली, अंतराज्य पारेषण प्रणाली और 24x7 विद्युत आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए वितरण प्रणाली का एक आकलन किया जा रहा है। राज्यों में नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) के विकास के लिए योजना और ऊर्जा कुशलता (ईई) क्षमता को भी इस दस्तावेज में शामिल किया जा रहा है।

भारत सरकार और राज्य सरकारों की इस संयुक्त पहल का उद्देश्य उपभोक्ताओं की संतुष्टि के स्तर को बढ़ाना, लोगों के जीवन की गुणवत्ता में सुधार करना और आर्थिक गतिविधियों में वृद्धि करना है, जिसके परिणामस्वरूप राज्यों का समावेशी विकास सुनिश्चित किया जा सके।

सभी राज्यों / संघ राज्य क्षेत्रों के लिए राज्य विनिर्दिष्ट दस्तावेजों को संबंधित राज्य सरकारों द्वारा अनुमोदित कर दिया गया है और उनके कार्यान्वयन के लिए राज्य सरकारों और केंद्र सरकार द्वारा उनपर हस्ताक्षर कर दिए गए हैं।

केंद्र और राज्य सरकारें उपर्युक्त दस्तावेजों में यथा परिकल्पित लक्ष्यों और कार्यान्वयन योजना की प्रगति की समीक्षा करने के लिए नियमित रूप से बैठकें कर रही हैं और संबंधित सरकारें आवश्यक कदम उठाकर लक्ष्यों को हासिल करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगी।

### 1.3.9 वितरण क्षेत्र में भारत सरकार द्वारा शुरू की गई पहलें

विद्युत क्षेत्र की संपूर्ण मूल्य श्रृंखला में वितरण सर्वाधिक महत्वपूर्ण लिंक है। कंपनियों और उपभोक्ताओं के बीच एकमात्र लिंक के रूप में यह पूरे क्षेत्र के लिए नकदी पंजीयक है। भारतीय संविधान के तहत विद्युत एक संवर्ती विषय है और ग्रामीण तथा शहरी उपभोक्ताओं को विद्युत की आपूर्ति और वितरण का दायित्व राज्य सरकारों का है। तथापि भारत सरकार वितरण क्षेत्र के सुधार के लिए विभिन्न केंद्रीय क्षेत्र/ केंद्र द्वारा प्रायोजित योजनाओं के जरिए राज्यों को सहायता प्रदान करती है।

### 1.3.9.1 एकीकृत विद्युत विकास योजना (आईपीडीएस)

भारत सरकार ने सूचना प्रौद्योगिकी के हस्तक्षेप के लिए ऊर्जा लेखा परीक्षा और लेखांकन को प्रोत्साहित करने और औसत तकनीकी एवं वाणिज्यिक (एटी एंड सी) हानियों को 15% तक घटाने के लिए 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान वर्ष 2008 में एक केंद्रीय क्षेत्र योजना के रूप में पुनर्गठित-त्वरित विद्युत विकास और सुधार कार्यक्रम (आर-एपीडीआरपी) का शुभारंभ किया। आर-एपीडीआरपी योजना का कुल आकार (परिव्यय) 51,577 करोड़ रुपए था। आर-एपीडीआरपी योजना के अंतर्गत स्थायी रूप से एटी और सी हानि को घटाने के संदर्भ में कंपनियों द्वारा वास्तविक रूप से प्रदर्शन योग्य निष्पत्ति पर ध्यान केंद्रित किया गया। यह कार्यक्रम दिसंबर 2014 तक जारी रहा।

शहरी क्षेत्रों में 24x7 विद्युत की आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए केंद्र सरकार ने निम्नलिखित उद्देश्यों के साथ 03 दिसंबर 2014 को "एकीकृत विद्युत विकास योजना" (आईपीडीएस) शुरू की :

- (i) शहरी क्षेत्रों में उप पारेषण और वितरण नेटवर्कों का सुदृढीकरण।
- (ii) शहरी क्षेत्रों में वितरण ट्रांसफॉर्मर / फीडर / उपभोक्ताओं की मीटरिंग।
- (iii) आर- एपीडीआरपी के लिए अनुमोदित परिव्यय को आईपीडीएस के लिए आगे ले जाकर वर्ष 2012-17 और 2017-22 की अवधि के लिए आर- एपीडीआरपी के अंतर्गत यथा निर्धारित लक्ष्यों को पूरा करने हेतु वितरण क्षेत्र को आईटी सक्षम बनाना और वितरण नेटवर्क का सुदृढीकरण करना।

उपर्युक्त घटक (i) और (ii) के लिए पूरी कार्यान्वयन अवधि के दौरान भारत सरकार से 25,354 करोड़ रुपए की बजटीय सहायता सहित 32,612 करोड़ रुपए का अनुमानित परिव्यय रखा गया है।

वर्ष 2012-17 और 2017-22 की अवधि के दौरान जारी रखने के लिए सरकार द्वारा यथा अनुमोदित आर-एपीडीआरपी योजना को 03 दिसंबर 2014 को नई शुरू की गई एकीकृत विद्युत विकास योजना (आईपीडीएस) में आमेलित कर दिया गया है, क्योंकि शहरी क्षेत्रों के लिए वितरण नेटवर्क के सुदृढीकरण और वितरण क्षेत्र को आईटी सक्षम बनाने से संबंधित एक अलग घटक [उपर्युक्त घटक (iii)], जिसके लिए सरकार ने 22,727 करोड़ रुपए की बजटीय सहायता सहित 44,011 करोड़ रुपए की लागत से एक योजना पहले ही अनुमोदित कर दी है। इस परिव्यय को उपर दर्शाए गए परिव्यय के अलावा आईपीडीएस की नई योजना के लिए आगे ले जाया जाएगा।

देश में आईपीडीएस के प्रचालन के लिए पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन (पीएफसी) नोडल एजेंसी है।

### 1.3.9.2 दीन दयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना" (डीडीयूजीजेवाई)

भारत सरकार ने निम्नलिखित उद्देश्यों के साथ 03 दिसंबर 2014 को "दीन दयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना" अनुमोदित की है :

- (i) ग्रामीण क्षेत्रों में कृषि और गैर कृषि उपभोक्ताओं को विद्युत की न्यायिक आपूर्ति बहाल करने की सुविधा के लिए कृषि और गैर कृषि फीडरों को अलग- अलग करना;
- (ii) वितरण ट्रांसफॉर्मरों / फीडरों / उपभोक्ताओं की मीटरिंग सहित ग्रामीण क्षेत्रों में उप पारेषण और वितरण अवसंरचना का सुदृढीकरण और विस्तार; और
- (iii) आरजीजीवीवाई के लिए अनुमोदित परिव्यय को डीडीयूजीजेवाई के लिए आगे ले जाकर 12वीं और 13वीं पंचवर्षीय योजनाओं के लिए आरजीजीवीवाई के अंतर्गत यथा निर्धारित लक्ष्यों को पूरा करने के लिए ग्रामीण विद्युतीकरण।

उपर्युक्त योजना में घटक (i) और (ii) के लिए पूरी कार्यान्वयन अवधि के दौरान भारत सरकार से 33,453 करोड़ रुपए की बजटीय सहायता सहित 43,033 करोड़ रुपए का अनुमानित परिव्यय रखा गया है। वर्ष 2012-17 और 2017-22 की अवधि के दौरान जारी रखने के लिए सरकार द्वारा यथा अनुमोदित आर-जीजीवीवाई योजना को इस योजना में आमेलित कर दिया गया है, क्योंकि ग्रामीण विद्युतीकरण घटक, जिसके लिए सरकार ने 35,447 करोड़ रुपए की बजटीय सहायता सहित 39,275 करोड़ रुपए की लागत से एक अलग योजना पहले ही अनुमोदित कर दी है। इस परिव्यय को उपर दर्शाए

गए परिव्यय के अलावा डीडीयूजीजेवाई की नई योजना के लिए आगे ले जाया जाएगा। देश में डीडीयूजीजेवाई के प्रचालन के लिए रूरल इलेक्ट्रिफिकेशन कॉर्पोरेशन (आरईसी) नोडल एजेंसी है।

डीडीयूजीजेवाई के अंतर्गत फीडर अलग करने, मीटरिंग, वितरण प्रणाली के विस्तार और सुदृढीकरण तथा विद्युत विहीन और आंशिक रूप से विद्युतीकृत गांवों के विद्युतीकरण तथा गरीबी रेखा से नीचे जीवनयापन करने वाले (बीपीएल) परिवारों को बिजली के कनेक्शन उपलब्ध कराने सहित 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 1,29,274 करोड़ रूपए की अनुमानित लागत से कुल 6,159 परियोजनाएं अनुमोदित की गई हैं।

योजना के अंतर्गत 1,28,387 विद्युत विहीन गांवों के विद्युतीकरण, 7,39,986 आंशिक रूप से विद्युतीकृत गांवों में विद्युत की पर्याप्त उपलब्धता और 4.27 करोड़ परिवारों को विद्युत के कनेक्शन उपलब्ध कराने के लिए अनुमोदन दिया गया है, जिसमें से 1,22,159 विद्युत विहीन गांवों के विद्युतीकरण (94%), 4,14,563 आंशिक रूप से विद्युतीकृत गांवों में विद्युत की पर्याप्त उपलब्धता (54%) और 2,54,68,200 परिवारों को विद्युत कनेक्शन (59%) उपलब्ध कराने का लक्ष्य हासिल कर लिया गया है।

### 1.3.9.3 विद्युत वितरण कंपनियों के प्रचालन और वित्तीय कार्याकल्प के लिए उदय (उज्ज्वल डिसकॉम आश्वासन योजना) योजना

विद्युत मंत्रालय द्वारा अपने दिनांक 20 नवंबर 2015 के कार्यालय ज्ञापन के जरिए राज्य क्षेत्र की वितरण कंपनियों (डिसकॉम) के वित्तीय कार्याकल्प के लिए उदय (उज्ज्वल डिसकॉम आश्वासन योजना) की घोषणा की। भारत सरकार द्वारा यह योजना राज्य क्षेत्र की वितरण कंपनियों (डिसकॉम) की प्रचालनात्मक और वित्तीय दक्षता में सुधार के प्रयोजन से अनुमोदित की गई है। उदय योजना का फोकस राज्य के स्वामित्व वाले डिसकॉम के कर्ज का राज्यों द्वारा अधिग्रहण किए जाने पर केंद्रित है। इस योजना के अंतर्गत राज्यों को दो वर्ष की अवधि में 30 सितंबर 2015 की स्थिति के अनुसार डिसकॉम के 75% कर्ज का अधिग्रहण करना था अर्थात् वर्ष 2015-16 में 50% और 2016-17 में 25%। राज्यों को उपयुक्त सीमा तक डिसकॉम का कर्ज लेने वाले संगत बैंकों / वित्तीय संस्थानों को सीधे अथवा बाजार में एसडीएल (राज्य विकास ऋण) बांड सहित गैर-एसएलआर (गैर सांविधिक तरलता अनुपात) जारी करना था। राज्य द्वारा जारी किए गए गैर-एसएलआर बांड की परिपक्वता अवधि 10-15 वर्ष होगी और राज्य की आवश्यकता के अनुसार 5 वर्ष तक मूलधन के पुनर्भुगतान पर ऋणमोचन (मोरेटोरियम) का लाभ दिया जाएगा।

राज्य द्वारा अधिग्रहीत किए जाने वाले डिसकॉम के कर्ज में डिसकॉम बांड शामिल होते हैं, जिनके लिए वित्तीय पुनर्गठन योजना (एफआरपी), 2012 के भाग के रूप में राज्यों द्वारा अधिग्रहीत किए जाने की प्रतिबद्धता व्यक्त की जाती है। राज्य के डिसकॉम के वित्तीय कार्याकल्प में उन्हें सक्षम बनाने के लिए केंद्र सरकार द्वारा एफआरपी योजना अनुमोदित की गई और अक्टूबर 2012 में अधिसूचित की गई। वर्ष 2015-16 में पहले ही अधिग्रहीत कर लिए गए बांड योजना के भाग के रूप में शामिल हैं। झारखंड और जम्मू कश्मीर को वित्तीय वर्ष 2015-16 में 30 सितंबर 2015 की स्थिति के अनुसार विभिन्न सीपीएसयू की अनंतिम बकाया देयताओं का समाशोधन करने के लिए क्रमशः 7431 करोड़ और 2140 करोड़ रूपए उधार लेने के लिए विशेष छूट दी गई। इस योजना के अंतर्गत राज्य द्वारा अधिग्रहीत किए गए ऋण और झारखंड एवं जम्मू और कश्मीर द्वारा लिए गए ऋणों की वित्तीय वर्ष 2015-16 और 2016-17 में संगत राज्य की राजकोषीय घाटे की सीमा के सापेक्ष गणना नहीं की जाएगी।

उदय योजना के अनुसार प्रचालनात्मक दक्षता में सुधार के लिए प्रतिभागी राज्यों और कंपनियों को लक्षित गतिविधियों के लिए विनिर्दिष्ट समय-सीमा का पालन करना होगा अर्थात् अनिवार्य फीडर और वितरण ट्रांसफॉर्मर (डीटी), राज्यों द्वारा मीटरिंग, उपभोक्ता इंडेक्सिंग और हानियों की जीएस मैपिंग, ट्रांसफॉर्मरों, मीटरों को अपग्रेड अथवा परिवर्तित करना आदि। 200 यूनिट प्रति माह से अधिक खपत करने वाले सभी उपभोक्ताओं की स्मार्ट मीटरिंग, मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम), तिमाही आधार पर टैरिफ संशोधन, बिजली की चोरी रोकने के लिए अभियान, जिन क्षेत्रों में एटी और सी हानियों में कमी हुई है, उनको सुनिश्चित रूप से विद्युत की अधिक आपूर्ति आदि।

इसके अलावा प्रचालनात्मक सुधार के परिणामों का मापन निम्नलिखित सूचकांकों के माध्यम से किया जाता है :

- क) विद्युत मंत्रालय (एमओपी) और राज्यों द्वारा अंतिम रूप से निर्धारित किए जाने वाले हानि घटाने के लक्ष्य के अनुसार वर्ष 2018-19 में एटी और सी हानि को 15% तक कम करना, और
- ख) विद्युत मंत्रालय (एमओपी) और राज्यों द्वारा अंतिम रूप से किए गए निर्धारण के अनुसार वर्ष 2018-19 तक आपूर्ति की औसत लागत (एसीएस) और वसूल किए जाने वाले औसत राजस्व (एआरआर) के बीच अंतर को शून्य तक कम करना।

इस योजना को स्वीकार करने वाले और प्रचालनात्मक लक्ष्यों के अनुसार बेहतर निष्पादन करने वाले राज्यों को डीडीयूजीजेवाई, आईपीडीएस, विद्युत क्षेत्र विकास निधि (पीएसडीएफ) अथवा विद्युत मंत्रालय और एमएनआरई की ऐसी ही अन्य योजनाओं के माध्यम से अतिरिक्त /वरीयता के आधार पर निधियां उपलब्ध कराई जाती हैं। ऐसे राज्यों को अधिसूचित मूल्य पर अतिरिक्त लागत के साथ सहायता दी जाती है और उपलब्धता के मामले में तुलनात्मक रूप से अधिक क्षमता सदुपयोग, एनटीपीसी और केंद्रीय क्षेत्र के अन्य सार्वजनिक उपक्रमों (सीपीएसयू) से कम लागत वाली विद्युत उपलब्ध कराकर उन्हें सहयोग दिया जाता है। ऐसे राज्य जो प्रचालनात्मक लक्ष्यों को पूरा नहीं करते हैं, डीडीयूजीजेवाई और आईपीडीएस के तहत अनुदान के लिए उनके दावों पर विचार नहीं किया जाता है।

तत्पश्चात विद्युत मंत्रालय ने निम्नलिखित के संदर्भ में दिनांक 13.01.2016 का कार्यालय ज्ञापन जारी किया : (i) राजकीय विद्युत विभागों (जो अविभाजित राज्य विद्युत बोर्डों के रूप में विद्युत वितरण कर रहे हैं) द्वारा भागीदारी और (ii) प्रचालनात्मक दक्षता में सुधार के लिए ऐसे राज्यों द्वारा भागीदारी, जहां डिसकॉम के समक्ष कोई वित्तीय समस्या नहीं है। इस कार्यालय ज्ञापन में यह उल्लेख किया गया है कि राजकीय विद्युत विभागों के मामले में कर्ज के राज्य द्वारा अधिग्रहण का मुद्दा ही नहीं उठता है और ऐसे राज्यों, जहां डिसकॉम के समक्ष वित्तीय संकट नहीं है, के मामले में उन्हें डिसकॉम के कर्ज को अधिग्रहीत करने की कोई आवश्यकता नहीं है। इन मामलों के संबंध में इस कार्यालय ज्ञापन में पुनः यह उल्लेख किया गया है कि उदय योजना के लिए विद्युत मंत्रालय द्वारा दिनांक 20 नवंबर 2015 को जारी किए गए कार्यालय ज्ञापन के अनुसार प्रचालनात्मक मानदंडों में सुधार के लिए योजना के कार्यान्वयन हेतु राज्य अपने डिसकॉम और विद्युत मंत्रालय के साथ द्विपक्षीय /त्रिपक्षीय समझौता ज्ञापन, जैसा भी लागू हो, पर हस्ताक्षर कर सकते हैं।

उदय योजना के कार्यान्वयन में कोई कमी न रह जाए, इसकी गहन निगरानी सुनिश्चित करने के लिए सचिव, विद्युत मंत्रालय की अध्यक्षता में विद्युत मंत्रालय द्वारा दिनांक 19.01.2016 के कार्यालय ज्ञापन के जरिए एक समिति गठित की गई है।

अधिसूचित योजना के अनुसार डिसकॉम के 50% कर्ज का राज्यों द्वारा अधिग्रहण करने और उपयुक्त सीमा तक डिसकॉम का कर्ज रखने वाले संगत बैंको/वित्तीय संस्थानों को सीधे अथवा बाजार में एसडीएल बांड जारी करने सहित गैर – एसएलआर जारी करने की अंतिम तारीख 31 मार्च 2016 थी। तथापि कई राज्यों, जिन्होंने उदय योजना में शामिल होने के लिए सहमति दी थी, वे 31 .03.2016 तक इस योजना में शामिल नहीं हो सके, क्योंकि वे इस संबंध में अपने स्तर पर आवश्यक अनुमोदन प्राप्त कर रहे थे। राज्यों को उदय योजना का लाभ प्राप्त करने की सुविधा के प्रयोजन से भारत सरकार ने ऐसे राज्यों को उदय योजना में भाग लेने के लिए इसकी अंतिम तारीख को 31.03.2017 तक बढ़ा दिया था।

उदय योजना के अंतर्गत प्रतिभागी राज्यों द्वारा बांड जारी कर दिनांक 30.09.2015 की स्थिति के अनुसार डिसकॉम के 50% का अधिग्रहण करने के लिए समय सीमा भी 31.03.2017 तक बढ़ा दी गई।

इसके अलावा दिनांक 30.09.2015 की स्थिति के अनुसार जम्मू और कश्मीर राज्य के सीपीएसयू को बकाया देयताओं के अधिग्रहण के लिए भी समय-सीमा को 31.03.2017 तक बढ़ा दिया गया।

छब्बीस राज्यों तथा एक संघ राज्य नामतः असम, आंध्र प्रदेश, गोवा, हिमाचल प्रदेश, कर्नाटक, मध्य प्रदेश, महाराष्ट्र, मणिपुर, पुदुचेरी, राजस्थान, तमिलनाडु, उत्तर प्रदेश, झारखंड, छत्तीसगढ़, गुजरात, बिहार, पंजाब, जम्मू और कश्मीर, हरियाणा, उत्तराखंड, त्रिपुरा, सिक्किम, अरुणाचल प्रदेश, केरल, मेघालय और मिजोरम ने उदय योजना के तहत विद्युत मंत्रालय के साथ समझौता ज्ञापन पर पहले ही हस्ताक्षर कर दिया है।

गुजरात, उत्तराखंड, गोवा, कर्नाटक, मणिपुर, पुदुचेरी (संघ राज्य), केरल, त्रिपुरा, सिक्किम, अरुणाचल प्रदेश और मिजोरम जैसे राज्यों ने केवल प्रचालनात्मक कार्याकल्प के लिए ही समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए हैं।

#### 1.3.9.4 राष्ट्रीय स्मार्ट ग्रिड मिशन (एनएसजीएम)

देश में स्मार्ट ग्रिड के विकास को बढ़ावा देने के लिए भारत सरकार ने भारत में स्मार्ट ग्रिड के विकास से संबंधित नीतियों और कार्यक्रमों की आयोजना, निगरानी और कार्यान्वयन के लिए 27 मार्च 2015 को राष्ट्रीय स्मार्ट ग्रिड मिशन (एनएसजीएम) का शुभारंभ किया है।

12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए एनएसजीएम से जुड़ी गतिविधियों की कुल अनुमानित लागत 980 करोड़ रुपए है, जिसमें 338 करोड़ रुपए की बजटीय सहायता शामिल है। एनएसजीएम के अंतर्गत देश में चुनिंदा स्मार्ट शहरों में स्मार्ट ग्रिड के विकास के साथ-साथ देश में माइक्रो ग्रिड के विकास के लिए 30% निधियां प्रदान की जाएंगी। प्रशिक्षण और क्षमता निर्माण तथा उपभोक्ता भागीदारी आदि के लिए भी 100% निधियन का प्रस्ताव है।

एनएसजीएम के अंतर्गत चंडीगढ़ में 28.58 करोड़ रुपए, अमरावती (महाराष्ट्र) में 90.05 करोड़, कांग्रेस नगर (नागपुर) में 139.15 करोड़ और कानपुर में 319.57 करोड़ रुपए मूल्य के स्मार्ट ग्रिड परियोजनाएं स्वीकृत की गई हैं। राष्ट्रीय स्मार्ट ग्रिड मिशन परियोजना प्रबंधन यूनिट (एनपीएमयू) देश में स्मार्ट ग्रिड नेटवर्क के विकास में तेजी लाने के लिए राज्यों के साथ सहयोग कर रही है।

### 1.3.9.5 वितरण योजना के लिए राष्ट्रीय विद्युत निधि (एनईएफ) का सृजन

राज्य क्षेत्र की पारेषण और वितरण कंपनियों के समक्ष संसाधनों की मौजूदा कमी के कारण उप पारेषण और वितरण क्षेत्र में निवेश का अभाव बना हुआ है। उत्पादन और पारेषण और वितरण योजनाओं के ब्यौरे सामान्यतः 50:50 के रूप में होंगे। तथापि, उत्पादन के क्षेत्र में अधिक निवेश किया जा रहा है और अंतर्राज्य पारेषण प्रणाली और वितरण प्रणाली में निवेश अपेक्षित अनुपात की तुलना में बहुत कम है।

भारत सरकार ने वितरण परियोजनाओं के अंतर्गत विभिन्न पूंजीगत कार्यों के लिए सार्वजनिक और निजी क्षेत्र की कंपनियों द्वारा लिए गए ऋणों पर सुधार उपायों के साथ ब्याज सब्सिडी प्रदान कर वितरण क्षेत्र में पूंजीगत निवेश को बढ़ावा देने के लिए एनईएफ (ब्याज सब्सिडी) योजना अनुमोदित की है। यह योजना पूरे देश में लागू होगी और इसके तहत सभी वितरण परियोजनाओं पर विचार किया जाएगा। आरजीजीवीवाई और आर- एपीडीआरपी परियोजनाओं के अंतर्गत शामिल कार्य इस योजना के तहत पात्र नहीं होंगे, जिससे कि यह सुनिश्चित किया जा सके कि निवेश के लिए अनुदान/सब्सिडी की पुनरावृत्ति/ नॉन डुप्लीकेशन नहीं हो रहा है।

### 1.3.10 ऊर्जा कुशलता

भारत सरकार ने अपने नागरिकों की ऊर्जा मांग को पूरा करने के लिए दो स्तरीय पहल शुरू की है, जहां एक ओर कार्बन डाई ऑक्साइड (CO<sub>2</sub>) के उत्सर्जन को न्यूनतम रखना सुनिश्चित किया जा रहा है, वहीं दूसरी ओर वैश्विक उत्सर्जन के परिणामस्वरूप पृथ्वी प्रणाली को प्रतिकूल क्षति से बचाने के लिए प्रयास किया जा रहा है। जहां एक ओर सरकार मुख्य रूप से सौर और पवन ऊर्जा स्रोतों के जरिए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के अधिक इस्तेमाल को बढ़ावा दे रही है और साथ ही कोयला आधारित पावर प्लांटों के लिए सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी का रुख कर रही है, वहीं दूसरी ओर ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के समग्र मार्गदर्शन में विभिन्न नवाचारी नीतिगत उपायों के जरिए मांग पक्ष में ऊर्जा के कुशल उपयोग को बढ़ावा देने के लिए भी प्रयास किए जा रहे हैं।

विद्युत मंत्रालय ने ऊर्जा कुशलता ब्यूरो (बीईई) के जरिए घरेलू लाइटिंग, वाणिज्यिक भवनों, उपकरणों के लिए मानक और लेबलिंग, औद्योगिक उपकरणों के लिए ऊर्जा खपत मानदंडों के विकास, राज्य नामित एजेंसी (एसडीए) आदि के क्षमता निर्माण के लिए प्रक्रिया शुरू करने सहित कृषि / नगरपालिकाओं, एसएमई और बड़े उद्योगों में मांग पक्ष प्रबंधन के क्षेत्र में बहुत सी ऊर्जा कुशलता पहलें शुरू की हैं। इन पहलों के परिणामस्वरूप वर्ष 2006-14 की अवधि के दौरान 36,323 मेगावाट की उत्पादन क्षमता की बचत की गई है।

### 1.3.11 उन्नत ऊर्जा कुशलता पर राष्ट्रीय मिशन

उन्नत ऊर्जा कुशलता पर राष्ट्रीय मिशन (एमएमईईई) जलवायु परिवर्तन पर राष्ट्रीय कार्य योजना (एनएपीसीसी) के तहत आठ मिशनों में से एक मिशन है। एनएमईईई का उद्देश्य अनुकूल नियामक और नीतिगत व्यवस्था के सृजन द्वारा ऊर्जा कुशलता के लिए बाजार को सुदृढ़ करना है और इसके अंतर्गत ऊर्जा कुशलता क्षेत्र के लिए नवाचारी और स्थायी व्यापार मॉडलों को प्रोत्साहित करने की परिकल्पना की गई है।

एनएमईईई के अंतर्गत ऊर्जा के गहन प्रयोग वाले उद्योगों में उन्नत ऊर्जा कुशलता के लिए चार पहलें शुरू की गई हैं, जो निम्नानुसार हैं :

- 1) निष्पादन, लक्ष्य प्राप्ति और व्यापार योजना (पीएटी), अतिरिक्त ऊर्जा बचत, जिसका व्यापार किया जा सकता है, के अधिप्रमाणन के जरिए लागत प्रभावशीलता बढ़ाने के लिए संबद्ध बाजार आधारित तंत्र के साथ ऊर्जा के गहन इस्तेमाल वाले उद्योगों में विशिष्ट ऊर्जा खपत को कम करने के लिए एक नियामक तंत्र।
- 2) ऊर्जा कुशलता के लिए बाजार का कायाकल्प (एमटीईई), उत्पादों को तुलनात्मक रूप से अधिक वहनीय बनाने के लिए नवाचारी उपायों के जरिए निर्धारित क्षेत्रों में तेजी से ऊर्जा कुशल उपकरणों को अपनाने के लिए पहल।
- 3) ऊर्जा कुशलता वित्तपोषण प्लेटफॉर्म (ईईएफपी), ऐसे तंत्र के सृजन के लिए जो भावी ऊर्जा बचत द्वारा सभी क्षेत्रों में मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) कार्यक्रमों के वित्तपोषण में सहायता प्रदान करेंगे।
- 4) ऊर्जा कुशल आर्थिक विकास के लिए फ्रेमवर्क (एफईईईडी), ऊर्जा कुशलता को बढ़ावा देने के लिए वित्तीय लिखतों के विकास के लिए।

मिशन के तहत ऊर्जा कुशलता के लिए बाजार के पदार्पण हेतु प्रयास बढ़ाए जाने की अपेक्षा है, जो लगभग 74,000 करोड़ रूपए तक होने का अनुमान है और जो पूरी तरह से कार्यान्वित होने पर प्रतिवर्ष लगभग 19,598 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि और लगभग 23 मिलियन टन ईंधन की बचत करने और प्रतिवर्ष 98.55 मिलियन टन ग्रीन हाउस गैस उत्सर्जन को कम करने में सहायक होगा। एनएमईईई को जारी रखने के लिए मंत्रिमंडल ने 775 करोड़ रूपए के कुल परिव्यय के साथ 6 अगस्त 2014 को अपना अनुमोदन प्रदान किया।

### 1.3.12 घरेलू कुशल लाइटिंग कार्यक्रम

भारत सरकार द्वारा बचत लैंप योजना (बीएलवाई) को प्रतिस्थापित कर घरेलू कुशल लाइटिंग कार्यक्रम (डीईएलपी) का शुभारंभ किया गया। योजना के अंतर्गत इनकैंडेसेंट लैंप अथवा कंपैक्ट फ्लूरोसेंट लैंप (सीएफएल) को प्रतिस्थापित करने के लिए परिवारों को छूट प्राप्त दरों पर एलईडी बल्ब प्रदान किए जाते हैं। वर्ष 2015-16 के दौरान 9 करोड़ से अधिक एलईडी बल्ब वितरित किए गए, इस प्रकार वर्ष 2013-14 में वितरित किए गए 6 लाख एलईडी बल्ब की तुलना में 150 गुणा की वृद्धि दर्ज की गई। वर्ष 2016 में संचालित की गई आखिरी बोली प्रक्रिया में एलईडी बल्ब के खरीद मूल्य को जनवरी 2014 में 7 वाट के बल्ब के लिए 310 रूपए से घटाकर 9 वाट के बल्ब के लिए 38.00 रूपए किया गया है। दिनांक 20.09.2017 की स्थिति के अनुसार 26,37,24,970 एलईडी बल्ब वितरित किए जा चुके हैं।

### 1.3.13 मानव संसाधन विकास - एक आईटीआई को गोद लेने की योजना

विद्युत उद्योग अत्यधिक पूंजी संवेदी उद्योग है, जहां मानव घटक सर्वाधिक महत्वपूर्ण इनपुट है। विद्युत क्षेत्र कौशल और अभिरूचि के विभिन्न स्तरों पर रोजगार के बहुत से अवसर प्रदान करता है। विद्युत उद्योग में विभिन्न भूमिकाओं जैसे विद्युत के उत्पादन, पारेषण और वितरण के लिए परियोजना की आयोजना, कार्यान्वयन, उन्निर्माण, स्थापना, परीक्षण, ओ एंड एम के लिए तकनीकी रूप से प्रशिक्षित जनशक्ति की आवश्यकता होती है, जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र और विनिर्माण क्षेत्र शामिल हैं। व्यापार की प्रौद्योगिकी संवेदी प्रकृति के कारण परियोजनाओं का समय पर कार्यान्वयन सुनिश्चित करने और स्थापना के पश्चात अधिकतम निष्पादन के लिए तकनीकी और प्रबंधकीय दक्षता महत्वपूर्ण है।

ऊर्जा उत्पादन में श्रमिकों की तीव्र आवश्यकता अर्थात् प्रति यूनिट ऊर्जा उत्पादन के लिए आवश्यक श्रम प्राथमिक रूप से परियोजनाओं की वितरित प्रकृति के कारण पारंपरिक ऊर्जा उत्पादन की तुलना में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन में तुलनात्मक रूप से अधिक है। विद्युत के ये वितरित नवीकरणीय स्रोत न केवल स्वच्छ, हरित और स्थायी ऊर्जा प्रदान करते हैं, बल्कि ग्रामीण समुदायों में रोजगार के अवसर पैदा करने की भी इनमें अपार संभावनाएं निहित हैं। लघु जल विद्युत, सौर और बायो मास आधारित ऊर्जा ग्रामीण समुदायों को सशक्त करने में काफी हद तक सहायक हो सकते हैं। भारत सरकार ने वर्ष 2022 तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय क्षमता का लक्ष्य रखा है, यह सुनिश्चित करना महत्वपूर्ण है कि जनशक्ति इन उभरते हुए क्षेत्रों में प्रशिक्षित हो और सभी संसाधनों से युक्त हो।

जलवायु परिवर्तन की चुनौती से निपटने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा, ऊर्जा कुशलता और ऊर्जा संरक्षण संबंधी उपायों पर अधिक ध्यान दिया जा रहा है, जिससे कि विद्युत क्षेत्र से कार्बन फुटप्रिंट को घटाया जा सके। इसमें अन्य बातों के साथ-साथ ऊर्जा कुशल प्रणालियों का कार्यान्वयन, निगरानी और लेखा परीक्षा शामिल है। अन्य प्रमुख क्षेत्रों में वितरण कंपनियों में हानि को कम करना और मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) में सुधार शामिल हैं। हानियों का पता लगाने के साथ-साथ डीएसएम तकनीकों के लिए निगरानी प्रणालियों में उन्नत आईटी और संचार प्रणालियों के इस्तेमाल की आवश्यकता होती है, जिसके लिए बड़ी संख्या में कार्मिकों को इन अति विशिष्ट क्षेत्रों में प्रशिक्षित किए जाने की आवश्यकता है।

प्रतिस्पर्धी बाजारों और पावर ट्रेडिंग प्रणालियों के प्रादुर्भाव से बड़ी संख्या में वाणिज्यिक और तकनीकी ज्ञान रखने वाले अत्यधिक कुशल पेशेवरों की इस क्षेत्र में आवश्यकता है। वाणिज्यिक निर्णय लेने के प्रयोजन से व्यापारिक प्रणालियों की बेहतर समझ पैदा करने के लिए अन्य प्रमुख निर्णयकर्ताओं और प्रबंधकों की भी आवश्यकता है।

इस उद्योग में पणधारकों की संख्या बढ़ने से नियामकों की भूमिका भी महत्वपूर्ण हो जाती है। एक नियमित अंतराल पर नियामकों का प्रशिक्षण एक ऐसा महत्वपूर्ण मुद्दा है, जो संस्थागत क्षमता को बढ़ावा देगा और नियामकों को आवश्यक कौशल सेट उपलब्ध कराएगा। नियामकों के अलावा संबंधित राज्य सरकारों को भी नियामक आयोगों के स्टाफ को प्रशिक्षण देने के लिए कदम उठाने चाहिए क्योंकि यह पाया गया है कि ज्यादातर नियामक आयोगों की इनहाउस क्षमता अपर्याप्त है।

### 1.3.14 गैस आधारित क्षमता के सदुपयोग के लिए योजना

भारत सरकार ने वर्ष 2015-16 और 2016-17 के लिए गैस आधारित विद्युत उत्पादन क्षमता के सदुपयोग हेतु एक योजना स्वीकृत की है। योजना के अंतर्गत प्रतिलोम ई-बोली प्रक्रिया के जरिए चयनित मानक गैस आधारित प्लांटों के साथ-साथ ऐसे प्लांटों, जो घरेलू गैस प्राप्त कर रहे हैं, को आयातित स्पॉट रि-गैसिफाईड लिक्विफाईड नेचुरल गैस (आरएलएनजी) की आपूर्ति की परिकल्पना की गई है। योजना के अंतर्गत सभी पणधारकों द्वारा सामूहिक रूप से त्याग करने और पीएसडीएफ (विद्युत प्रणाली विकास निधि) से सहायता प्रदान करने की भी परिकल्पना की गई है। पीएसडीएफ से सहायता के लिए

परिव्यय 7500 करोड़ रुपए निर्धारित किया गया है (वर्ष 2015-16 और 2016-17 के लिए क्रमशः 3500 करोड़ रुपए और 4000 करोड़ रुपए)।

योजना के अंतर्गत केंद्र सरकार, राज्य सरकारों, पावर डेवलपर और गैस ट्रांसपोर्टरों द्वारा सामूहिक रूप से निम्नलिखित हस्तक्षेप / त्याग किए जाने की परिकल्पना की गई है:

- क) गैस आधारित पावर प्लांटों के लिए आयातित एलएनजी पर सीमा शुल्क छूट का लाभ प्राप्त करने के लिए प्रक्रिया को ठीक करना;
- ख) ई-बोली आरएलएनजी पर मूल्यवर्धित कर (वीएटी) से छूट ;
- ग) ई-बोली आरएलएनजी पर केंद्रीय बिक्री कर (सीएसटी), चुंगी नाका शुल्क और प्रवेश कर में छूट;
- घ) ई-बोली आरएलएनजी के रि-गैसिफिकेशन और परिवहन पर सेवा कर से छूट;
- ङ) पाइपलाइन टैरिफ प्रभागों में 50% तक की कमी, ई-बोली आरएलएनजी पर गेल / अन्य ट्रांसपोर्टरों द्वारा उत्तरोत्तर बढ़ी हुई मात्राओं पर 75% तक विपणन मार्जिन में कमी ;
- च) निर्धारित लागत की कैपिंग, जिसकी वसूली प्रमोटर: पावर डेवलपर द्वारा उनकी इक्विटी पर फॉर्गे रिटर्न के लिए की जाती है।
- छ) गैस की को- मिंगलिंग और स्वैपिंग के लिए प्रावधान।
- ज) ई-बोली आरएलएनजी से उत्पादन पर सौर विद्युत की तरह ऐसी मानक गैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए पारेषण प्रभागों और हानियों से छूट।
- झ) विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) से सहायता।

## 1.4 डिजिटल पहलें

### 1.4.1 तरंग

सुशासन के परिप्रेक्ष्य में और भारत सरकार की "डिजिटल इंडिया" पहल को ध्यान में रखते हुए आरईसी ट्रांसमिशन प्रोजेक्ट्स लिमिटेड (आरईसीटीपीसीएल), रूरल इलेक्ट्रिफिकेशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड के पूर्ण स्वामित्व वाली एक सहायक कंपनी ने "तरंग – वास्तविक समय आधार पर निगरानी और विकास के लिए पारेषण ऐप – मोबाईल ऐप और वेब इंटरफेस के रूप में" का विकास किया है। तरंग पहले से चल रही पारेषण परियोजनाओं की प्रगति की निगरानी के साथ-साथ आने वाली परियोजनाओं के लिए बोली प्रक्रिया में व्यापक भागीदारी की सुविधा प्रदान करता है। पारेषण परियोजनाओं में ई-बोली और टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) के लिए ई-प्रतिलोम नीलामी के लिए एक अन्य पोर्टल "ई-ट्रांस" भी शुरू किया गया है। यह पोर्टल पारेषण क्षेत्र में तुलनात्मक रूप से अधिक पारदर्शिता, कुशलता और प्रतिस्पर्धा पैदा करेगा।

### 1.4.2 यूआरजेए (अर्बन ज्योति अभियान)

इस योजना का उद्देश्य अपने कस्बे, डिसकॉम और राज्य के निष्पादन में पारदर्शिता लाने के लिए नागरिकों को सशक्त बनाना है। यह ऐप प्रयोक्ता के लिए अपने क्षेत्र के साथ-साथ अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत आपूर्ति सेवाओं के बारे में सूचना प्राप्त करने के लिए एक प्लेटफॉर्म है। प्रयोक्ता अलग-अलग माहों और तारीखों के लिए अन्य क्षेत्रों की तुलना में अपने कस्बे, डिसकॉम और राज्य के निष्पादन की जांच कर सकता है।

### 1.4.3 डीईईपी (डिसकवरी ऑफ इफिसिएंट इलेक्ट्रिसिटी प्राइस)

डीईईपी मध्यम अवधि (1-5 वर्ष) में विद्युत की खरीद के लिए एक 'ई-बोली- पोर्टल' है। यह पोर्टल किसी व्यापक नेटवर्क के जरिए राज्यव्यापी विद्युत खरीद सुकर बनाने के लिए ई-प्रतिलोम नीलामी सुविधा के साथ एक सामान्य ई-बोली प्लेटफॉर्म प्रदान करता है, जिससे कि विद्युत खरीद की प्रक्रिया में समरूपता और पारदर्शिता लाई जा सके।

### 1.4.4 विद्युत प्रवाह

यह मोबाईल अनुप्रयोग वास्तविक समय आधार पर देश भर में विद्युत की उपलब्धता के बारे में जानकारी प्रदान करता है। यह मोबाईल अनुप्रयोग आम आदमी को राज्यों से 24x7 विद्युत की मांग करने में सक्षम बनाएगा। विद्युत प्रवाह मोबाईल अनुप्रयोग पावर एक्सचेंज से विद्युत के बाजार मूल्य, गीगावाट में अखिल भारतीय स्तर पर वर्तमान मांग के मूल्य और पीक घंटों तथा कुल ऊर्जा की कमी सहित अखिल भारतीय और राज्य स्तर पर ऊर्जा की कमी से संबंधित डाटा उपलब्ध कराता है। वास्तविक समय आधारित डाटा और पिछले दिन / प्रतिवर्ष आधार पर तुलनात्मक डाटा भी उपलब्ध है। सभी की सुविधा के लिए एकल पोर्टल के जरिए राज्यों और पावर एक्सचेंजों सहित बहुत से स्रोतों से डाटा उपलब्ध कराया गया है।

### 1.4.5 'ई-ट्रांस- वेब' प्लेटफॉर्म:

यह पारेषण परियोजनाओं में ई-बोली प्रक्रिया और टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) प्रक्रिया के लिए सुविधा प्रदान करेगा।

### 1.4.6 उजाला (उन्नत ज्योति वाई अफॉर्डेबल एलईडी फॉर ऑल):

उजाला योजना का उद्देश्य आवासीय स्तर पर ऊर्जा के कुशल प्रयोग को बढ़ावा देना; ऊर्जा कुशल उपकरणों का इस्तेमाल और उच्च आरंभिक लागतों को घटाने के लिए मांग समेकित कर दक्षता के बारे में उपभोक्ताओं के बीच जागरूकता बढ़ाना और इस प्रकार आवासीय प्रयोक्ताओं द्वारा अधिक मात्रा में एलईडी लाइटों की खरीद को सुकर बनाना है। यह नोट किया जाए कि आरंभ में यह योजना डीईएलपी (घरेलू कुशल लाइटिंग कार्यक्रम) के रूप में शुरू की गई और फिर

यूजेएलए के नाम से फिर से शुरू की गई। यूजेएलए मोबाईल ऐप भी लाउंच किया गया है, जो राज्यवार और अखिल भारतीय स्तर पर उपभोक्ताओं को वितरित किए गए ऊर्जा कुशल उपकरणों की स्थिति तथा संगत रूप से की गई ऊर्जा बचत के बारे में अवगत कराता है।

#### 1.4.7 जीएआरवी-II

ग्रामीण विद्युतीकरण कार्यक्रम के कार्यान्वयन में पारदर्शिता सुनिश्चित करने के लिए एक नया मोबाईल ऐप - जीएआरवी-II लाउंच किया गया है, जो देश के सभी 6 लाख गांवों के बारे में वास्तविक समय आधार पर डाटा उपलब्ध कराता है। इस सुविधा के अंतर्गत सभी राज्यों के लिए ग्रामीण विद्युतीकरण पर उनके द्वारा उपलब्ध कराया गया राज्यवार, निवास स्थान आधार पर आधारभूत डाटा शामिल किया गया है। इसके अलावा दीन दयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (डीडीयूजीजेवाई) के अंतर्गत स्वीकृत किए गए ग्रामवार कार्यों को भी इसमें मैप किया गया है, जिससे कि प्रत्येक गांव में कार्यों की प्रगति की निगरानी की जा सके।

#### 1.4.8 कोयले की सहूलियत

उत्पादन की लागत को घटाने के उद्देश्य से विद्युत उत्पादन स्टेशनों के बीच घरेलू कोयले के सदुपयोग में सहूलियत देने के लिए मंत्रिमंडल ने दिनांक 04.05.2016 को एक प्रस्ताव अनुमोदित किया। घरेलू कोयले के इस्तेमाल में सहूलियत होने से इसका प्रयोग राज्य, केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों और स्वतंत्र विद्युत क्रेताओं (आईपीपी) के बीच किया जा सकता है। विद्युत मंत्रालय ने जून 2016 में राज्य / केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों में कोयले के इस्तेमाल के लिए कार्य प्रणाली जारी की थी और फरवरी 2017 में आईपीपी में राज्यों द्वारा कोयले के सदुपयोग के लिए कार्य प्रणाली जारी की गई।

#### 1.4.9 शक्ति – भारत में पारदर्शी ढंग से कोयला का लाभ उठाने और आवंटन के लिए योजना

- यह सुनिश्चित करने की सभी शर्तों को पूरा कर लिया गया है, के बाद नई नीति के अंतर्गत ईंधन आपूर्ति समझौतों पर हस्ताक्षर करने के लिए ऐसे थर्मल पावर प्लांट पात्र होंगे, जिनके पास आश्वासन के पत्र (एलओए) उपलब्ध हैं। इन प्लांटों की स्थापना मार्च 2022 तक की जानी है।
- विद्युत मंत्रालय द्वारा की गई सिफारिशों के आधार पर केंद्र सरकार और राज्य सरकार की उत्पादन कंपनियों (जेनको) के लिए अधिसूचित मूल्य पर कोयला संपर्क
- ऐसे आईपीपी के पास दीर्घकालिक पीपीए उपलब्ध हैं, के लिए टैरिफ पर छूट के साथ नीलामी आधार पर कोयला संपर्क
- ऐसे आईपीपी, जिनके पास पीपीए उपलब्ध नहीं हैं, के लिए कोयला कंपनी के अधिसूचित मूल्य से अधिक प्रीमियम पर नीलामी आधार पर भावी कोयला संपर्क।
- टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया पर पीपीए के विरुद्ध राज्य डिसकॉम को कोयला संपर्क का आवंटन।
- टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया पर पीपीए के विरुद्ध राज्यों के समूह को कोयला संपर्क का आवंटन।
- आयातित कोयले पर आधारित पावर प्लांटों के लिए नीलामी आधार पर कोयला संपर्क।

---+++---

## अनुबंध 1.1

## अल्ट्रा मेगा पावर परियोजनाओं (यूएमपीपी) की स्थिति

क्र. सं.	यूएमपीपी का नाम	स्थान	स्तरीय टैरिफ (रुपए / किलोवाट)	स्थिति
1	मुंद्रा यूएमपीपी (5x800 मेगावाट)	मुंद्रा गाँव हुंडावंद, जिला कच्छ गुजरात	2.263	परियोजना का अधिनिर्णय किया गया और मैसर्स टाटा पावर लिमिटेड को दिनांक 24.04.2007 को हस्तांतरित की गई।  परियोजना पूरी तरह से चालू है।
2	सासन यूएमपीपी (6x660 मेगावाट)	सासन, जिला सिंगरौली मध्य प्रदेश	1.196	परियोजना का अधिनिर्णय किया गया और इसे मैसर्स रिलायंस पावर लिमिटेड को दिनांक 07.08.2007 को हस्तांतरित किया गया । परियोजना पूरी तरह से चालू है ।
3	कृष्णापट्टनम यूएमपीपी (6x660 मेगावाट)	कृष्णापट्टनम, जिला नेल्लोर, आंध्र प्रदेश	2.330	यह परियोजना दिनांक 29.01.2008 को मैसर्स रिलायंस पावर लिमिटेड को सौंप दी गई थी। डेवलपर ने इंडोनेशिया में कोयले की कीमत के संबंध में नए नियम का हवाला देते हुए साइट पर काम बंद कर दिया है। प्रमुख खरीददार अर्थात् आंध्र प्रदेश साउदर्न पावर डिस्ट्रीब्यूशन कंपनी (एपीएसपीडीसीएल) ने तटीय आंध्र पावर लिमिटेड (सीएपीएल) को समाप्ति का नोटिस जारी कर दिया है। यह मामला दिल्ली उच्च न्यायालय की प्रभागीय खंडपीठ में विचाराधीन है।

4	तिलैया यूएमपीपी (6x660 मेगावाट)	तिलैया गांव के पास, हजारीबाग और कोडरमा जिले, झारखंड	1.770	परियोजना का 7 अगस्त, 2009 को मैसर्स रिलायंस पावर लिमिटेड के पक्ष में अधिनिर्णय किया गया और उसे स्थानांतरित किया गया।  डेवलपर (झारखण्ड इंटीग्रेटेड पावर लिमिटेड, आरपीएल की एक सहायक कंपनी) ने दिनांक 28.4.2015 को यह कहते हुए विद्युत खरीद समझौते को समाप्त करने का नोटिस जारी कर दिया है क्योंकि झारखंड सरकार द्वारा डेवलपर के पक्ष में भूमि का हस्तांतरण नहीं किया गया है। खरीदार ने नवंबर 2015 में समाप्ति नोटिस को स्वीकार कर लिया है और एसपीवी के हस्तांतरण के बाद संशोधित मानक बोली-पत्र दस्तावेजों (एसबीडी) के अनुसार फिर से बोली लगाने के लिए आवश्यक विकास गतिविधियों की शुरुआत की जाएगी।
---	--	--	-------	---

बोली प्रक्रिया संचालित करने के लिए पहचान की गई परियोजनाएं:

क्र. सं.	यूएमपीपी का नाम	स्थान	स्थिति
1	बेडाबाहल	सुंदरगढ़ जिला, ओडिशा में बेडाबाहल	<p>इस यूएमपीपी के लिए साइट सुंदरगढ़ जिले के ग्राम बेडाबाहल में अवस्थित है। यूएमपीपी के लिए संशोधित मानक बोली दस्तावेजों (एसबीडी) के अनुसार वर्ष 2013 में अर्हता के लिए अनुरोध (आरएफक्यू) और प्रस्ताव के लिए अनुरोध (आरएफपी) जारी किए गए थे।</p> <p>बोलीदाताओं ने बोली प्रक्रिया से अपनी उम्मीदवारी को वापस ले लिया था क्योंकि संशोधित एसबीडी पूरी तरह से उनकी चिंताओं का समाधान नहीं करते हैं। चिंता के मुख्य क्षेत्रों में डीबीएफओटी संरचना, कोयले की लागत का पूरी तरह से पारित होना, सीईआरसी / कें. वि. प्रा. और ग्रिड कोड की तुलना में सख्त मानदंड, भारी भरकम समाप्ति खंड और स्वतंत्र अभियंता की घुसपैठ वाली भूमिका शामिल थे। तदनुसार, एमओपी ने दिनांक 29.12.2014 के अपने पत्र के जरिए बोली प्रक्रिया को समाप्त कर दिया। भारत सरकार द्वारा संशोधित मानक बोली-पत्र दस्तावेज के अनुमोदन के बाद नए सिरे से आरएफक्यू और आरएफपी को जारी किया जाना है।</p>

2	तमिलनाडु	गांव चेय्यूर, जिला कांचीपुरम	<p>तमिलनाडु के कांचीपुरम जिले के चेय्यूर में स्थित स्थल की पहचान पैनायूर गांव में की गई है। (आरएफक्यू) और (आरएफपी) 2013 में यूएमपीपी के लिए संशोधित मानक बोली दस्तावेजों के अनुसार जारी किए गए थे।</p> <p>बोलीदाताओं ने बोली प्रक्रिया से अपनी उम्मीदवारी को वापस ले लिया था क्योंकि संशोधित एसबीडी पूरी तरह से उनकी चिंताओं का समाधान नहीं करते हैं। चिंता के मुख्य क्षेत्रों में डीबीएफओटी संरचना, कोयले की लागत का पूरी तरह से पारित होना, सीईआरसी/के. वि. प्रा. और ग्रिड कोड की तुलना में सख्त मानदंड, भारी भरकम समाप्ति खंड और स्वतंत्र अभियंता की घुसपैठ वाली भूमिका शामिल थे। तदनुसार, एमओपी ने दिनांक 29.12.2014 के अपने पत्र के जरिए बोली प्रक्रिया को समाप्त कर दिया। भारत सरकार द्वारा संशोधित मानक बोली-पत्र दस्तावेज के अनुमोदन के बाद नए सिरे से आरएफक्यू और आरएफपी को जारी किया जाना है।</p>
3	बिहार	ककवाड़ा, जिला बांका, बिहार	<p>बिहार में यूएमपीपी की स्थापना के लिए बांका जिले के ककुवा में एक स्थल की पहचान की गई है। ऑपरेटिंग एसपीवी अर्थात् बिहार मेगा पावर लिमिटेड (बीएमपीएल) और इन्फ्रास्ट्रक्चर एसपीवी, अर्थात् बिहार इन्फ्रापावर लिमिटेड क्रमशः 09.07.2015 और 30.06.2015 को स्थापना की गई है। कोयला मंत्रालय द्वारा दिनांक 08.04.2015 के अपने कार्यालय ज्ञापन के जरिए इस यूएमपीपी के लिए पीरपेंटि / बाराहट कोयला ब्लॉक की सिफारिश की गई है। एमओईएफ और सीसी द्वारा टीओआर दिनांक 07.06.2016 को दिए गए। तकनीकी अध्ययन आदि पर काम पहले ही शुरू हो चुका है। रैपिड ईआईए रिपोर्ट जनवरी 2017 तक उपलब्ध होगी।</p>
4	झारखंड में दूसरी यूएमपीपी	हुसैनाबाद, जिला देवघर, झारखंड	<p>झारखंड में दूसरी यूएमपीपी स्थापित करने के लिए देवघर जिले के हुसैनाबाद में एक स्थल की पहचान की गई है। ऑपरेटिंग एसपीवी अर्थात् देवघर मेगा पावर लिमिटेड और इन्फ्रास्ट्रक्चर एसपीवी, अर्थात् देवघर इन्फ्रा लिमिटेड की क्रमशः दिनांक 26.4.2012 और 30.06.2015 को स्थापना की गई है।</p> <p>दिनांक 16.12.2016 को आयोजित की गई समीक्षा बैठक में विद्युत मंत्रालय ने झारखंड सरकार से अनुरोध किया है कि वह देवघर यूएमपीपी की स्थापना के लिए पर्याप्त जल की उपलब्धता सुनिश्चित करते हुए उपयुक्त साइट प्रदान करें। यह निर्णय लिया गया था कि झारखंड सरकार सरकार जल के स्रोत की पहचान करेगी, जहां से देवघर यूएमपीपी के लिए पर्याप्त पानी उपलब्ध होगा और विद्युत मंत्रालय को इसकी सूचना देगी।</p>

आयोजना के विभिन्न चरणों में अन्य अल्ट्रा मेगा पावर परियोजनाएं :

क्र. सं.	यूएमपीपी का नाम	स्थान	स्थिति
1.	ओडिशा में पहली अतिरिक्त यूएमपीपी	तटीय स्थान के लिए भद्रक जिला की चंद्रबाली तहसील में बिजोपटन	मार्च 2012 में कें. वि. प्रा. द्वारा प्रस्तुत की गई स्थल दौरा रिपोर्ट के आधार पर भद्रक जिले की चंद्रबाली तहसील के गांव बिजोपटन के पास की साइट को अंतिम रूप दिया गया।  ओडिशा सरकार की सहमति प्रतीक्षित है।
2.	ओडिशा में दूसरी अतिरिक्त यूएमपीपी	अंतर्देशीय स्थान के लिए जिला कालाहांडी के नरला और कासिंगा उप खंड	मई 2012 में कें. वि. प्रा. द्वारा प्रस्तुत स्थल दौरा रिपोर्ट के आधार पर कालाहांडी जिले के नरला और कासिंगा उप खंड के पास साइट को अंतिम रूप दिया गया था।  ओडिशा सरकार की सहमति प्रतीक्षित है।
3.	उत्तर प्रदेश	उत्तर प्रदेश के एटा में	उत्तर प्रदेश में यूएमपीपी के लिए साइटों की जांच कें. वि. प्रा. / पीएफसी द्वारा की जा रही है। उत्तर प्रदेश में यूएमपीपी के लिए एटा में प्रस्तावित भूमि का बड़ा हिस्सा कृषि भूमि है और कोयला क्षेत्रों से बहुत दूर है। एटा में एक प्रस्तावित साइट तटीय या पिट हेड साइट नहीं है; अतः इसके लिए एमओपी की विशिष्ट स्वीकृति आवश्यक है।
4.	तमिलनाडु में दूसरी यूएमपीपी	स्थल के संबंध में अंतिम निर्णय नहीं लिया गया	तमिलनाडु सरकार ने एमओपी / कें. वि. प्रा. से अनुरोध किया था कि वे नागापट्टिनम साइट पर तमिलनाडु में दूसरी यूएमपीपी के लिए पुनर्विचार करें। तथापि, कें. वि. प्रा. द्वारा यह साइट यूएमपीपी के लिए उपयुक्त नहीं पाई गई। टेंजेडको ने दिनांक 10.10.2012 के पत्र के जरिए सूचित किया है कि "तमिलनाडु की प्रस्तावित दूसरी यूएमपीपी के लिए वैकल्पिक साइट की अभी भी जिला कलेक्टर, नागापट्टिनम के माध्यम से पहचान की जा रही है। टेंजेडको ने यह भी कहा है कि सभी कलेक्टरों से अनुरोध किया गया है कि वे अपने संबंधित क्षेत्रों में प्रस्तावित अल्ट्रा मेगा पावर परियोजना के लिए उपयुक्त जमीन की पहचान करें।
5.	गुजरात में दूसरी यूएमपीपी	स्थल के संबंध में अंतिम निर्णय नहीं लिया गया	यूएमपीपी की स्थापना के लिए संभावनाओं का पता लगाने के लिए गुजरात सरकार द्वारा गीर सोमनाथ जिला, गुजरात में चिकली-कोब गांवों में दिनांक 12.01.2016 को कें. वि. प्रा. और पीएफसीसीएल टीम ने साइट का दौरा किया है। चूंकि पहचान की गई भूमि एक यूएमपीपी की स्थापना के लिए पर्याप्त नहीं है, अतः

			गुजरात सरकार से गुजरात में दूसरी यूएमपीपी की स्थापना के लिए उपयुक्त वैकल्पिक साइट प्रस्तावित करने के लिए अनुरोध किया गया है।
--	--	--	--

## अध्याय 2

## 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान क्षमता अभिवृद्धि की समीक्षा

## 2.0 प्रस्तावना

12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए ऊर्जा के पारंपरिक स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य 88,537 मेगावाट के रूप में निर्धारित किया गया था। इस अध्याय में 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के विवरण और साथ ही विद्युत परियोजनाओं के समय पर क्रियान्वयन में आने वाली बाधाओं के भी विवरण शामिल किए गए हैं।

## 2.1 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पारंपरिक स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य

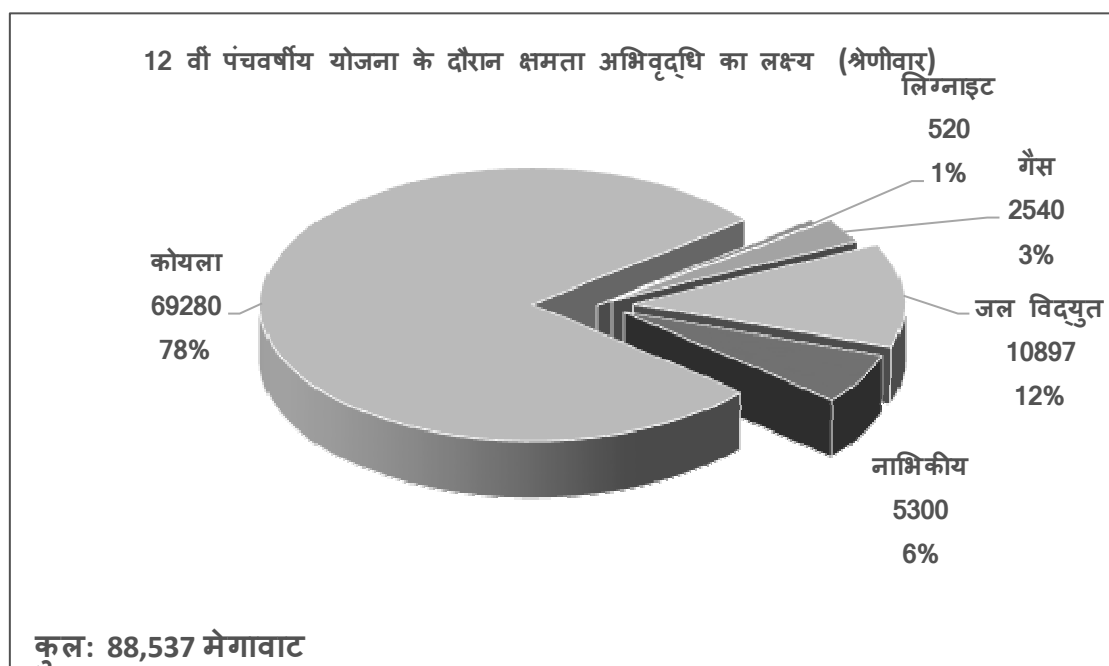
वर्ष 2012 तक पूरी तरह से विद्युत की मांग को पूरा करना राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 के प्रमुख उद्देश्यों में से एक है, इस प्रकार सभी प्रकार की अधिकतम मांग (पीक डिमांड) और ऊर्जा की कमी को दूर करना है। अब इस लक्ष्य को वर्ष 2017 तक पूरा किया जाना है। तदनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए 88,537 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य को अंतिम रूप दिया गया। सेक्टरवार और तरीकावार क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य के विवरण तालिका 2.1 और साथ-ही-साथ प्रदर्श 2.1 एवं 2.2 में दिए गए हैं।

## तालिका 2.1

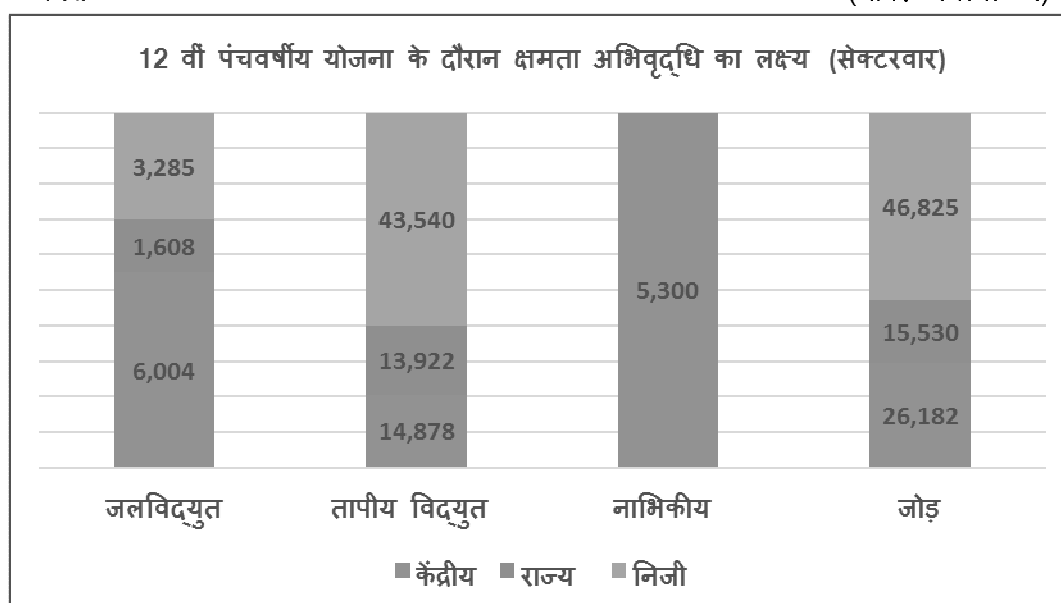
12 वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य  
(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	केंद्रीय	राज्य	निजी	कुल
जल विद्युत	6,004	1,608	3,285	10,897
ताप विद्युत	14,878	13,922	43,540	72,340
नाभिकीय	5,300	0	0	5,300
जोड़	26,182	15,530	46,825	88,537

**प्रदर्श 2.1**  
(आंकड़े मेगावाट में)



**प्रदर्श 2.2** (आंकड़े मेगावाट में)



## 2.2 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पारंपरिक स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि

12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए ऊर्जा के पारंपरिक स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य 88,537 मेगावाट के रूप में निर्धारित किया गया है। 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 99,209.5 मेगावाट क्षमता अभिवृद्धि की गई है, जिसमें 5,479 मेगावाट जल विद्युत, 91,730.5 मेगावाट ताप विद्युत और 2,000 मेगावाट नाभिकीय ऊर्जा शामिल है।

12वीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक हासिल किए जाने वाले 88,537 मेगावाट के योजनागत क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य में से 63,912.9 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि निर्धारित लक्ष्य के अनुसार प्राप्त हुई है और मुख्य प्लांट के लिए आदेश प्रस्तुत करने में विलंब, सिविल कार्यों की धीमी प्रगति, खराब भूगर्भीय स्थितियों, आदि जैसे विभिन्न कारणों के फलस्वरूप 24,614 मेगावाट क्षमता वाली परियोजनाएं 12वीं पंचवर्षीय योजना के लक्ष्य से आगे चली गई हैं। इसके अलावा 35,296.6 मेगावाट कुल क्षमता वाली अतिरिक्त परियोजनाएं, जो निर्माण के विभिन्न चरणों पर थीं और जिन्हें मूल रूप से 12वीं पंचवर्षीय योजना के क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य में शामिल नहीं किया गया था, की भी 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कमीशन किया गया है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कुल क्षमता अभिवृद्धि का एक सारांश तालिका 2.2 में दिया गया है।

### तालिका 2.2

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई क्षमता अभिवृद्धि का सार- संक्षेप

(आंकड़े मेगावाट में)

क	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य	88,537
ख	दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लक्ष्य (88,537 मेगावाट) के अनुसार क्षमता अभिवृद्धि	63,912.9
ग	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निर्धारित क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य से पीछे रह गई क्षमता	24,613.8
घ	क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य से इतर दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान स्थापित की गई अतिरिक्त क्षमता	35,296.6
	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई कुल क्षमता अभिवृद्धि (ख+घ)	99,209.5

\*हिंदुजा टीपीपी के लिए 10 मेगावाट की कम की गई संशोधित क्षमता को छोड़कर

12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से वर्षवार क्षमता अभिवृद्धि के विवरण तालिका 2.3 में दर्शाए गए हैं। वर्ष 2015-16 के दौरान 23,976 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य हासिल किया गया, जो देश में किसी एक वर्ष में हासिल की गई अब तक की सर्वाधिक क्षमता अभिवृद्धि है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान राज्यवार क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य तथा कुल क्षमता अभिवृद्धि उपलब्धियां (लक्ष्य के अनुसार) अनुबंध 2.1 में दिए गए हैं। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तथा इसके अतिरिक्त स्थापित की गई विद्युत परियोजनाओं की सूची अनुबंध 2.2 में दी गई है।

**तालिका 2.3**  
**12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई वर्षवार क्षमता अभिवृद्धि**  
**(आंकड़े मेगावाट में)**

वर्ष	क्षेत्र	केंद्रीय	राज्य	निजी	कुल
2012-13	जल विद्युत	374	66	70	510
	ताप विद्युत	5023.3	3911	11187.5	20121.8
	नाभिकीय	0	0	0	0
	कुल	5397.3	3977	11257.5	20631.8
2013-14	जल विद्युत	914	45	99	1058
	ताप विद्युत	1660	3322	11785	16767
	नाभिकीय	0	0	0	0
	कुल	2574	3367	11884	17825
2014-15	जल विद्युत	736	0	0	736
	ताप विद्युत	2659.2	4886.1	13285	20830.3
	नाभिकीय	1000	0	0	1000
	कुल	4395.2	4886.1	13285	22566.3
2015-16	जल विद्युत	480	610	426	1516
	ताप विद्युत	3295.6	6460	12705	22460.6
	नाभिकीय	0	0	0	0
	कुल	3775.6	7070	13131	23976.6
2016-17	जल विद्युत	80	355	1224	1659
	ताप विद्युत	3230.5	3622.25	4698	11550.8
	नाभिकीय	1000	0	0	1000
	कुल	4310.5	3977.25	5922	14209.8

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से की गई राज्यवार, तरीकावार प्राप्त की गई क्षमता अभिवृद्धि के विवरण तालिका 2.4 में दर्शाए गए हैं।

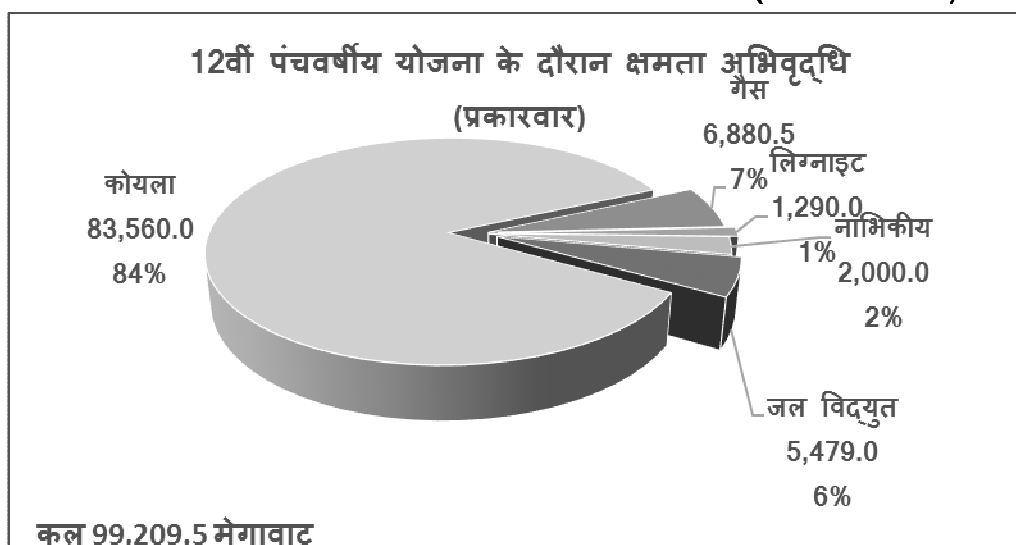
**तालिका 2.4**  
**12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई क्षमता अभिवृद्धि**  
**(आंकड़े मेगावाट में)**

क्षेत्र	जल विद्युत	ताप विद्युत			नाभिकीय	कुल*
		कोयला + लिग्नाइट	गैस	कुल		
राज्य	1076	20130	2071.4	22201.4	0	23,277.4
निजी	1819	49730	3930.5	53660.5	0	55,479.5
केंद्रीय	2584	14990	878.6	15868.6	2000	20,452.6
<b>कुल</b>	<b>5,479</b>	<b>84,850</b>	<b>6,880.5</b>	<b>91,730.5</b>	<b>2000</b>	<b>99,209.5</b>

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षेत्रवार, तरीकावार संभावित क्षमता अभिवृद्धि के विवरण तालिका 2.5 और प्रदर्श 2.3 में दिए गए हैं।

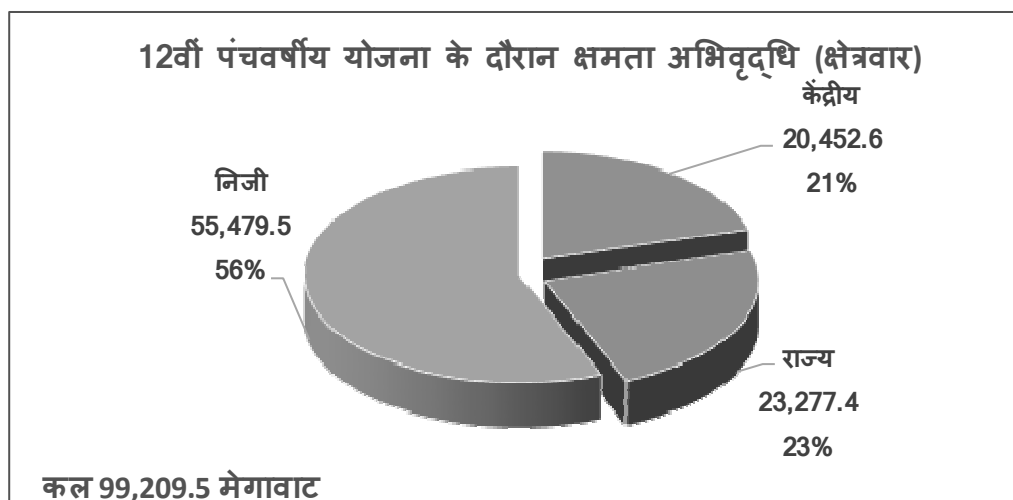
**प्रदर्श 2.3**

(आंकड़े मेगावाट में)



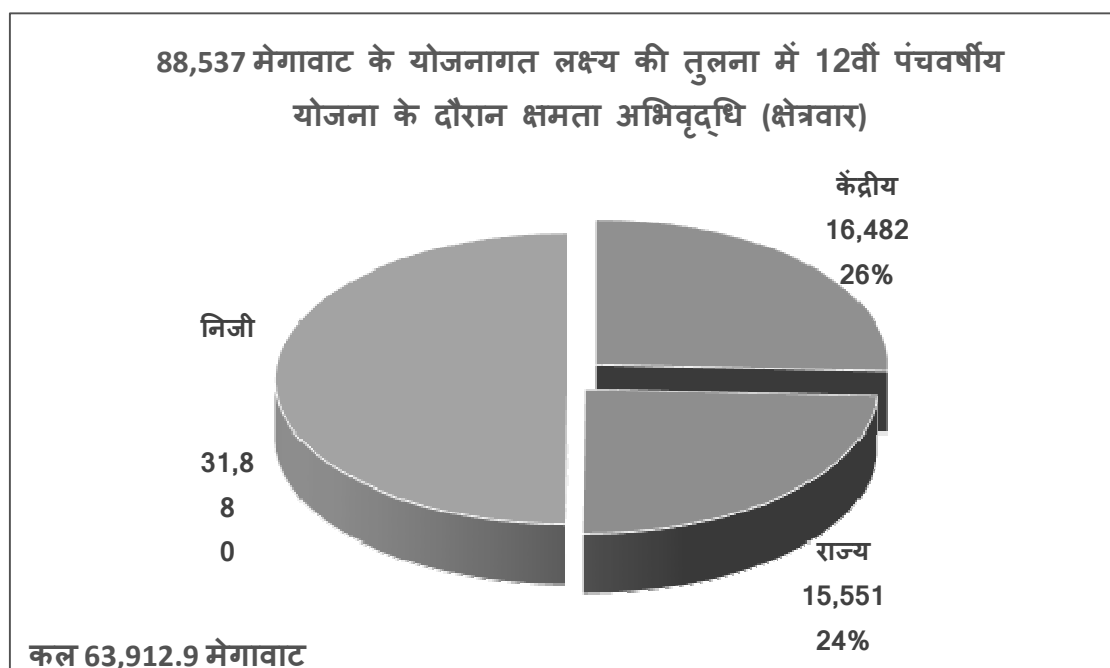
## प्रदर्श 2.4

(आंकड़े मेगावाट में)



## प्रदर्श 2.5

(आंकड़े मेगावाट में)



## 2.3 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई अतिरिक्त क्षमता अभिवृद्धि

(जो 88,537 मेगावाट क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य में शामिल नहीं है)

विद्युत अधिनियम 2003 के अनुसार ताप विद्युत उत्पादन के लिए लाइसेंस प्राप्त करना बंद कर दिया गया है, जिससे ताप विद्युत परियोजनाओं की स्थापना को प्रोत्साहन मिला है। इसके परिणामस्वरूप 35,296.6 मेगावाट की क्षमता, जो 12वीं पंचवर्षीय योजना लक्ष्य में शामिल नहीं है, का लाभ 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त हुआ है। क्षेत्रवार ओर

तरीकावार विवरण तालिका 2.5 और प्रदर्श 2.6 में दर्शाए गए हैं। इसमें 22,399.5 मेगावाट का निजी क्षेत्र का योगदान शामिल है, जो कि कुल क्षमता अभिवृद्धि का लगभग 63.5% है और यह लक्ष्य में शामिल नहीं है।

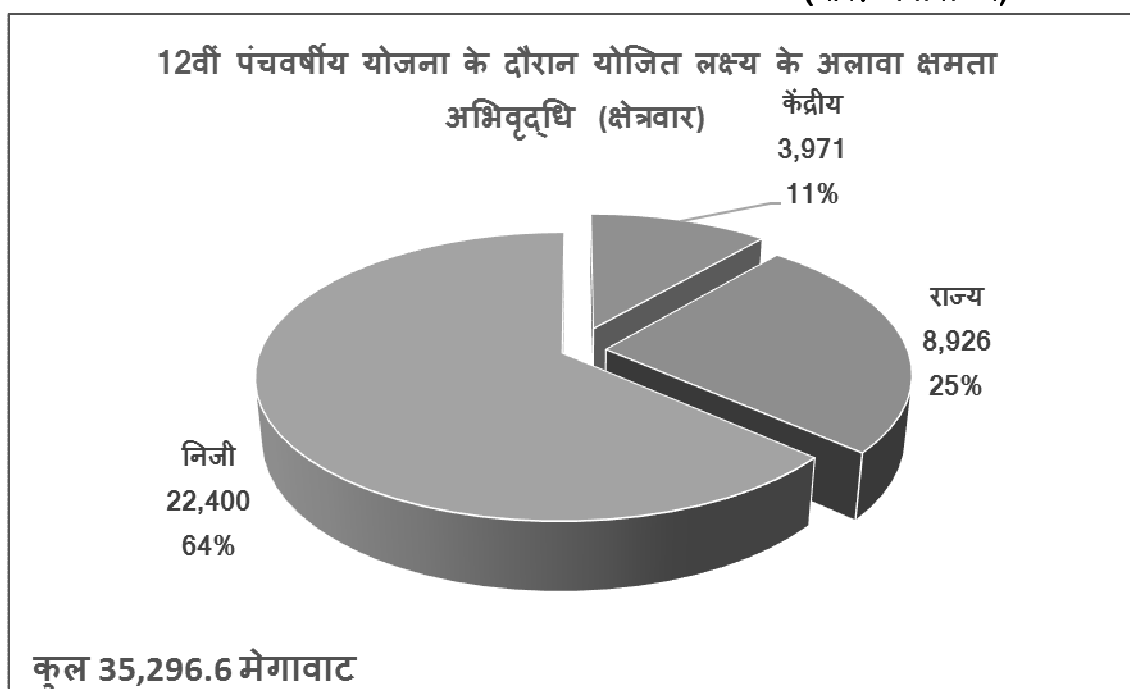
### तालिका 2.5

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई अतिरिक्त क्षमता अभिवृद्धि  
(आंकड़े मेगावाट में)

क्षेत्र	जल विद्युत	ताप विद्युत ब्यौरे			नाभिकीय	कुल
		कोयला	गैस/एलएनजी	कुल		
केंद्रीय	0.0	3,920.0	51	3,971	0.0	3,971.0
राज्य	9.0	8,520.0	397.1	8,917.1	0.0	8,926.1
निजी	24.0	18,445.0	3,930.5	22,375.5	0.0	22,399.5
अखिल भारतीय	33.0	30,885.0	4,378.6	35,263.6	0.0	35,296.6

### प्रदर्श 2.6

(आंकड़े मेगावाट में)



12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान स्थापित की गई ज्यादातर अतिरिक्त परियोजनाओं को पिछली राष्ट्रीय विद्युत योजना में सूचीबद्ध किया गया था। तथापि 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान उनकी स्थापना किए जाने की संभावना के मूल्यांकन के आधार पर केवल 88,537 मेगावाट क्षमता वाली परियोजनाओं की ही पहचान की गई।

### 2.4 पिछली पंचवर्षीय योजनाओं के साथ 12वीं पंचवर्षीय योजना की तुलना

पिछली कुल पंचवर्षीय योजनाओं के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य और उपलब्धियों के विवरण तालिका 2.6 में दिए गए

हैं।

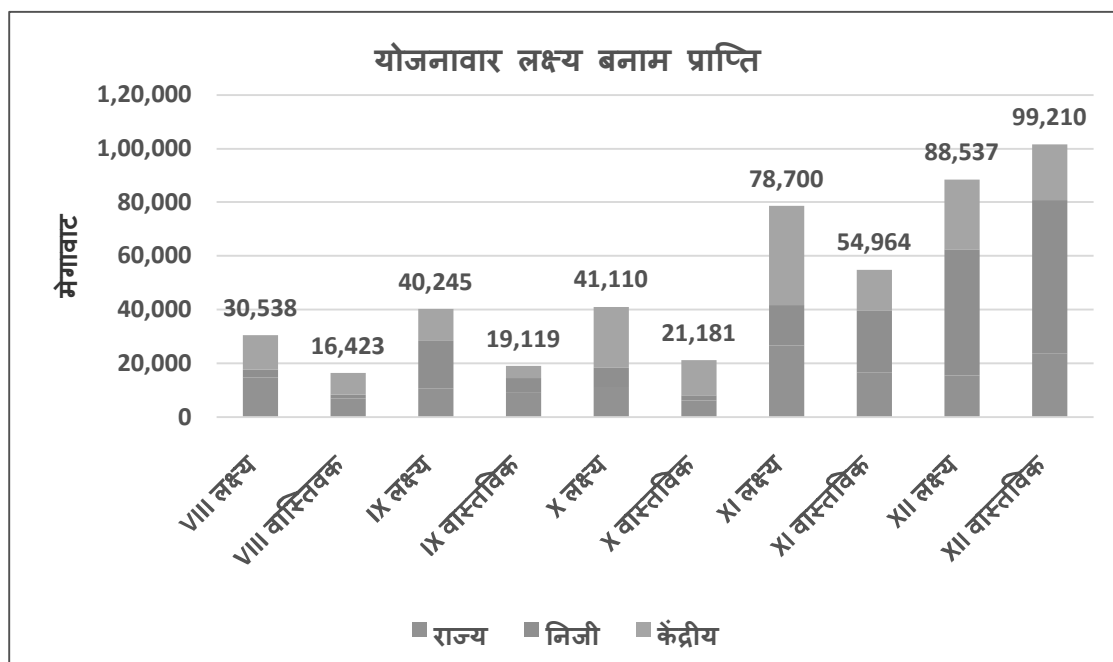
जैसा कि तालिका 2.6 से देखा जा सकता है, पिछली पंचवर्षीय योजनाओं के दौरान क्षमता अभिवृद्धि की उपलब्धियां लक्ष्य की तुलना में कम थीं, जबकि 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्राप्त की गई क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य का 112% है।

**तालिका 2.6**  
**पिछली पंचवर्षीय योजनाओं में प्राप्ति के साथ ही क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य**  
**(आंकड़े मेगावाट में)**

योजना/ क्षेत्र	8वीं योजना		9वीं योजना		10वीं योजना		11वीं योजना		12वीं योजना	
	लक्ष्य	वास्तविक	लक्ष्य	वास्तविक	लक्ष्य	वास्तविक	लक्ष्य	वास्तविक	लक्ष्य	वास्तविक (संभावित)
राज्य	14,870	6,835	10,748	9,353	11,157	6,245	26,783	16,732	15,530	23,277.4
निजी	2,810	1,430	17,589	5,262	7,121	1,930	15,043	23,012	46,825	55,479.5
केंद्रीय	12,858	8,157	11,909	4,504	22,832	13,005	36,874	15,220	26,182	20,452.6
कुल	<b>30,538</b>	<b>16,423</b>	<b>40,245</b>	<b>19,119</b>	<b>41,110</b>	<b>21,180</b>	<b>78,700</b>	<b>54,964</b>	<b>88,537</b>	<b>99,209.5</b>
% प्राप्ति		<b>53.7</b>		<b>47.5</b>		<b>51.5</b>		<b>69.84</b>		<b>112.1</b>

## प्रदर्श 2.7(क)

(आंकड़े मेगावाट में)

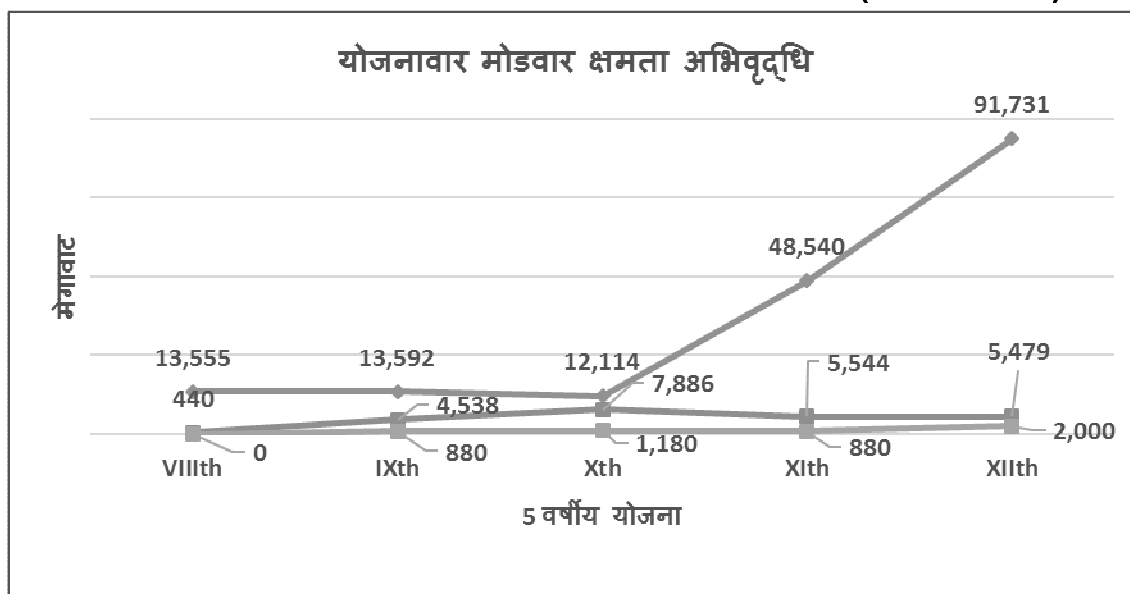


प्रदर्श 2.7 (क) से यह देखा जा सकता है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता अभिवृद्धि की दिशा में निजी क्षेत्र का योगदान उल्लेखनीय रूप से बढ़ा है, जो 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कुल क्षमता अभिवृद्धि के लगभग 42% के समतुल्य है और 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कुल क्षमता अभिवृद्धि के लगभग 55% के समतुल्य है।

8वीं पंचवर्षीय योजना से 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तरीकावार क्षमता अभिवृद्धि के विवरण प्रदर्श 2.7 (ख) में दिया गया है।

## प्रदर्श 2.7(ख)

(आंकड़े मेगावाट में)



**प्रदर्श 2.7 (ख)** से देखा जा सकता है कि 10वीं पंचवर्षीय योजना के बाद से ताप विद्युत क्षमता में उल्लेखनीय अभिवृद्धि हुई है, परंतु जल विद्युत और नाभिकीय विद्युत की क्षमता अभिवृद्धि ताप विद्युत क्षमता लक्ष्य के अनुरूप गति पकड़ने में सक्षम नहीं हो पाई है।

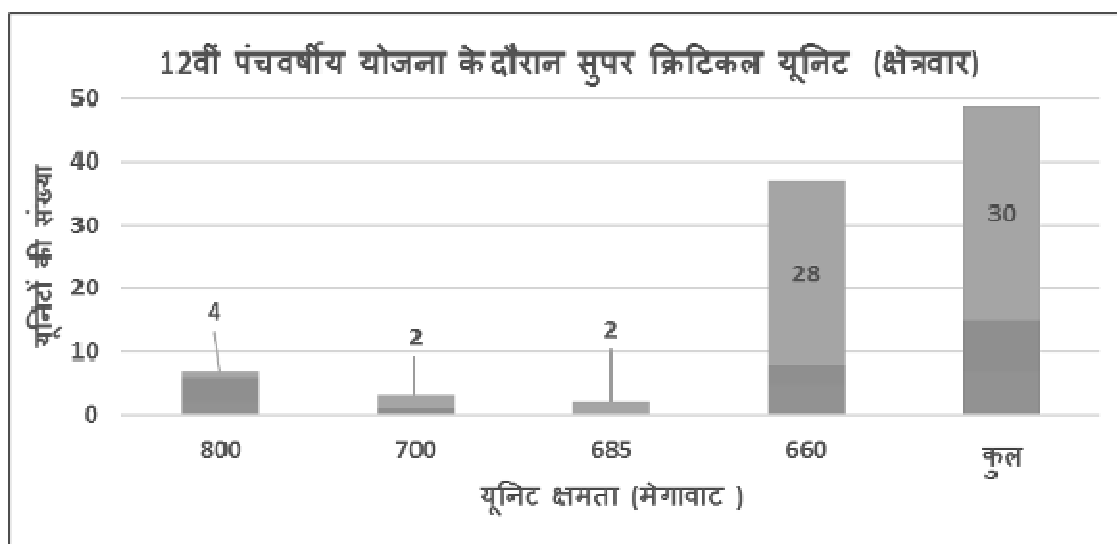
## 2.5 कोयला आधारित ताप विद्युत क्षमता अभिवृद्धि

कम कार्बन उत्सर्जन रणनीति का अनुसरण करने के लिए भारत सरकार कोयला आधारित पावर प्लांटों के लिए सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी को बढ़ावा दे रही है, जिसमें पारंपरिक सब क्रिटिकल प्रौद्योगिकी की तुलना में उच्चतर दक्षता मौजूद है, इस प्रकार भारत सरकार कार्बन डाइऑक्साइड (CO<sub>2</sub>) का कम उत्सर्जन सुनिश्चित कर रही है। **तालिका 2.7** में यह प्रदर्शित किया गया है कि 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान कोयला आधारित यूनिटों से कुल क्षमता अभिवृद्धि (84,850 मेगावाट) में से लगभग 35,230 मेगावाट (42%) सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित (660 मेगावाट और उससे अधिक) होने की संभावना है। यह देखा गया है कि 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान स्थापित की गई सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित कुल 51 यूनिटों में से 36 कोयला आधारित यूनिटों की स्थापना निजी क्षेत्र में की गई है।

तालिका 2.7  
सुपर क्रिटिकल तकनीकी आधारित क्षमता अभिवृद्धि

यूनिट का आकार (मेगावाट में)	यूनिटों की संख्या				कुल क्षमता (मेगावाट)	कोयला आधारित क्षमता का कुल %
	केंद्रीय	राज्य	निजी	कुल		
800	2	4	4	10	8,000	9.4
700	0	1	2	3	2,100	2.5
685	0	0	2	2	1,370	1.6
660	5	3	28	36	23,760	28.0
उप जोड़ (सुपर क्रिटिकल)	7	8	36	51	35,230	41.5
660 से कम (सब- क्रिटिकल)	23	33	74	130	49,620	58.5
कुल	30	41	110	181	84,850	100.00

प्रदर्श 2.8



## 2.6 ऐसी परियोजनाएं जो 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य से अगली पंचवर्षीय योजना में चली गई हैं

88,537 मेगावाट की लक्षित क्षमता अभिवृद्धि में से 24,613.8 मेगावाट की क्षमता (लक्ष्य का 29%) के 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि से आगे चली गई है। इस प्रकार आगे चली जाने वाली क्षेत्रवार और तरीकावार क्षमता के विवरण तालिका 2.8 और प्रदर्श 2.9 में दर्शाए गए हैं।

तालिका 2.8

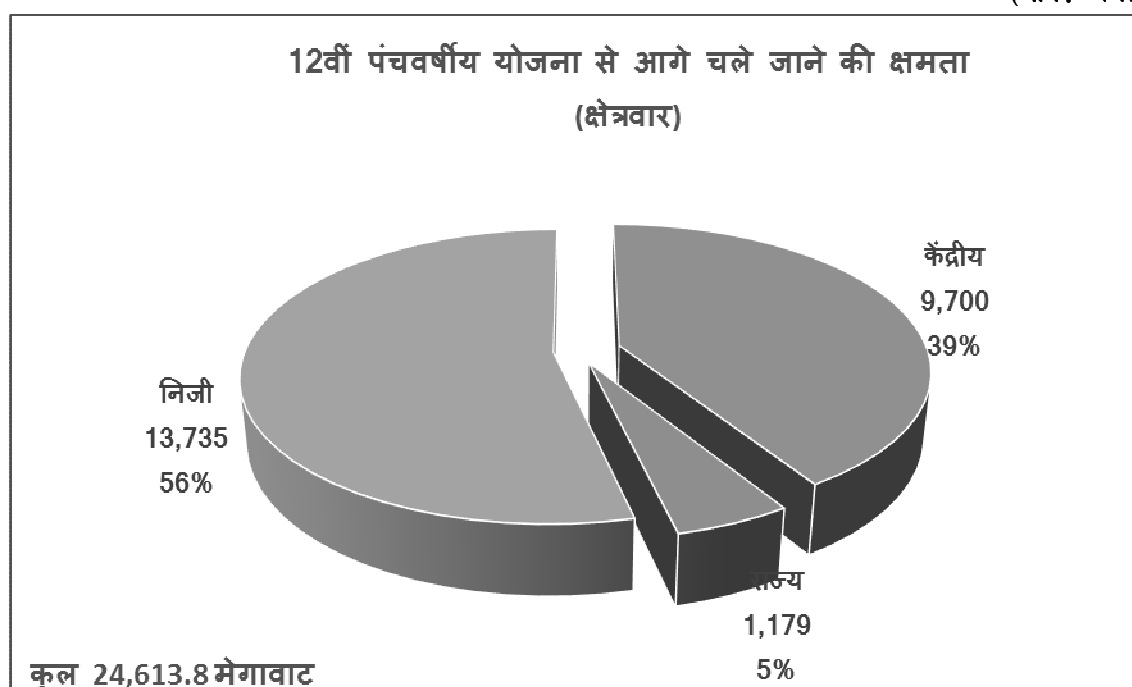
12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 88,537 मेगावाट लक्ष्य से आगे जाने वाली क्षमता

(आंकड़े मेगावाट में)

क्षेत्र	जल विद्युत	ताप विद्युत			नाभिकीय	कुल
		कोयला	गैस/एलएनजी	कुल		
केंद्रीय	3,420.0	2,980.0	0.0	2,980.0	3,300.0	9,700.0
राज्य	541.0	600.0	37.8	637.8	0.0	1,178.8
निजी	1,490.0	12,245.0	0.0	12,245.0	0.0	13,735.0
कुल	5,451.0	15,825.0	37.8	15,862.8	3,300.0	24,613.8

प्रदर्श 2.9

(आंकड़े मेगावाट में)



12वीं पंचवर्षीय योजना से आगे चले जाने वाली क्षमता की राज्यवार सूची अनुबंध 2.1 में दी गई है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य से 13वीं पंचवर्षीय योजना में चले जाने वाली विद्युत परियोजनाओं की सूची अनुबंध 2.3 में दी गई है।

## 2.7 12वीं पंचवर्षीय योजना से परियोजनाओं के आगे चले जाने के लिए उत्तरदायी प्रमुख कारण

### 2.7.1 जल विद्युत परियोजनाएं

- सिविल कार्यों की धीमी प्रगति
- खराब भूगर्भीय स्थितियां
- प्रतिकूल मौसम संबंधी परिस्थितियां जैसे अतिवृष्टि, बाढ़, चक्रवात, बादल का फटना आदि
- कानून और व्यवस्था संबंधी मुद्दे
- निधि संबंधी बाधाएं
- संविदागत मुद्दे
- पर्यावरणीय मुद्दे
- स्थानीय मुद्दे
- पुनर्स्थापना एवं पुनर्वास संबंधी मुद्दे

### 2.7.2 ताप विद्युत परियोजनाएं

- पावर प्लांट, ऐश डाइक, कच्चा जल जलाशय, पाइपलाइनों के लिए कॉरीडोर, रेलवे स्लाइडिंग आदि के निर्माण के लिए भूमि के अधिग्रहण में समस्याएं और कच्चे जल की पाइपलाइन, ऐश स्लरी निपटान पाइपलाइनों और पारेषण लाइनों आदि के लिए मार्गाधिकार/प्रयोक्ता के अधिकार।
- पुनर्वास और पुनर्स्थापना (आर एंड आर) संबंधी मुद्दों, श्रमिक विवादों और कानून व्यवस्था संबंधी अन्य समस्याओं जैसे पहलुओं सहित स्थानीय आंदोलन। इसके अलावा कुछ विशेष क्षेत्रों में जातीय हिंसा के फलस्वरूप कार्यस्थल पर लंबे समय तक कार्य का बाधित होना।
- प्लांट साईट पर उपस्कर और ईंधन के सुचारू रूप से परिवहन के लिए रेलवे परिवहन प्रणाली की समय पर उपलब्धता में विलंब और सड़क परिवहन प्रणाली की बेहतर स्थिति/ भार ले जाने की क्षमता आदि।
- राज्य की नीतियों में परिवर्तन अर्थात् प्लांट की निर्माण अवधि के दौरान बालू के खनन, भूजल निष्कर्षण आदि के संबंध में राज्य की नीतियों में परिवर्तन।
- स्थल पर आरंभ में विद्युत की समय पर उपलब्धता संबंधी मुद्दे।
- विद्युत निष्कर्षण प्रणाली को समय पर पूरा करने संबंधी मुद्दे और प्लांट में उत्पादित संपूर्ण विद्युत के निष्कर्षण के लिए पारेषण प्रणाली की क्षमता।
- प्राकृतिक गैस की कमी।
- विद्युत परियोजनाओं को समय पर पूरा करने में विलंब के परिणामस्वरूप लागत वृद्धि।
- परियोजनाओं को पूरा करने के लिए बैंकों और वित्तीय संस्थानों से पर्याप्त वित्तीय सहायता की उपलब्धता संबंधी मुद्दे, जिनके परिणामस्वरूप विद्युत प्लांट की लागत बढ़ जाती है।
- इसमें शामिल विभिन्न मुद्दों / बहुत से कारणों से बीओपी उप संविदाकारों सहित मुख्य संविदाकारों और उप संविदाकारों का खराब कार्य निष्पादन।
- संविदागत विवाद, जिसके परिणामस्वरूप संविदा समाप्त हो जाती है और फिर से निविदा प्रक्रिया आदि पूरी की जाती है, जिसके परिणामस्वरूप परियोजना को पूरा करने में विलंब होता है और लागत भी बढ़ जाती है।
- विशेष रूप से तटवर्ती क्षेत्रों में भारी वर्षा, चक्रवात आदि जैसी प्राकृतिक आपदाएं और खराब मौसम स्थिति।
- डिसकॉम के साथ दीर्घकालिक पीपीए पर हस्ताक्षर न हो पाना और परियोजना के विकासकर्ताओं द्वारा पीपीए की शर्तों को पूरा न करना। कुछ मामलों में, यहां तक कि पावर प्लांट से विद्युत की बिक्री के लिए कोई पीपीए उपलब्ध नहीं होता है।
- संबंधित राज्य सरकारों से विद्युत परियोजनाओं की स्थापना के लिए सहमति, प्रचालन के लिए सहमति (सीटीओ) प्राप्त होने में विलंब।

## 2.8 नवीनीकरण और आधुनिकीकरण कार्यक्रम

मौजूदा पुराने पावर प्लांटों से अतिरिक्त उत्पादन और बेहतर आउटपुट प्राप्त करने के लिए आर एंड एम को लागत प्रभावी विकल्पों में से एक प्रमुख विकल्प के रूप में स्वीकार किया गया है। ऐसी यूनिटों का आर एंड एम इन यूनिटों के निष्पादन में सुधार लाने के लिए बहुत ही अनिवार्य है और साथ ही जटिल वातावरणीय स्थितियों अथवा ताप विद्युत यूनिटों के मामले में विलेखों के अनुपालन हेतु प्रणाली उन्नयन के लिए भी यह आवश्यक है। तथापि पुरानी विद्युत यूनिटों के जीवन विस्तार (एलई) का कार्य भी इस उद्देश्य से किया जाता है ताकि मूलरूप से निर्धारित किए गए उनके वाणिज्यिक जीवनकाल से परे कम-से-कम 15 से 20 वर्ष तक उनके उपयोगी जीवनकाल को बढ़ाया जा सके।

### 2.8.1 ताप विद्युत

जीवन विस्तार (एलई)/ नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) संबंधी कार्य, जो 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान किए जाने थे, उनका विवरण **तालिका 2.9** में दिए गए हैं। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 7,202.26 मेगावाट की औसत क्षमता वाली 37 ताप विद्युत यूनिटों के संदर्भ में जीवन विस्तार (एलई)/ नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) संबंधी कार्य पूरे किए गए हैं। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन विस्तार (एलई)/ नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) परियोजनाओं की उपलब्धियां **तालिका 2.10** में दर्शाई गई हैं।

तालिका 2.9

12 वीं पंचवर्षीय योजना (2012 - 17) के दौरान एलई/ आर एंड एम कार्यक्रम

श्रेणी	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान चिह्नित किए गए एलई/आर एंड एम संबंधी कार्य यूनिटों की संख्या और क्षमता (मेगावाट)		कुल (राज्य क्षेत्र + केंद्रीय क्षेत्र) यूनिटों की संख्या और क्षमता (मेगावाट में)
	राज्य क्षेत्र	केंद्रीय क्षेत्र	
एलई	38 (6,820)	32 (5,246)	70 (12,066)
आर एंड एम	20 (4,150)	45 (13,151)	65 (17,301)
कुल	58 (10,970)	77 (18,397)	135 (29,367)

तालिका 2.10

12वीं पंचवर्षीय योजना (31 मार्च 2017 तक) के दौरान आर एंड एम और एलई परियोजनाओं की उपलब्धियां

क्र. सं.	विवरण	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरे किए गए एलई / आर एंड एम कार्य यूनिटों की संख्या और क्षमता (मेगावाट)		कुल (राज्य क्षेत्र + केंद्रीय क्षेत्र) यूनिटों की संख्या और क्षमता (मेगावाट में)
		राज्य क्षेत्र	केंद्रीय क्षेत्र	
1	एलई	10(1380)	11(1,261.76)	21(2,641.76)
2	आर एंड एम	5(850)	11(3,710.5)	16(4,560.5)
	कुल	15(2,230)	22(4972.26)	37(7202.26)

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 31 मार्च 2017 तक एलई और आर एंड एम कार्यक्रम की उपलब्धियों के विवरण अनुबंध 2.4 में दिए गए हैं।

### 2.8.2 जल विद्युत

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लगभग 1353 करोड़ रूपए की संभावित लागत से लगभग 7,105.35 मेगावाट की स्थापित क्षमता वाली कुल 22 जलविद्युत परियोजनाओं के संबंध में आर एंड एम योजनाएं (केंद्रीय क्षेत्र में 2 और राज्य क्षेत्र में 20) पूरी होने की संभावना है। इनके विवरण तालिका 2.11 में दिए गए हैं।

तालिका 2.11

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एंड एम और एलई परियोजनाओं का कार्यक्रम और उपलब्धियां

	जल विद्युत एलई/आर एंड एम	योजनाओं की	कुल क्षमता (मेगावाट)
--	--------------------------	------------	----------------------

स्थिति	कार्यों की संख्या		कुल संख्या	
	केंद्रीय क्षेत्र	राज्य क्षेत्र		
12वीं पंचवर्षीय परियोजना के दौरान पूर्ण किए जाने हेतु कार्यक्रम	2	20	22	7,105.35
31.3.2017 की स्थिति के अनुसार वास्तविकता में पूरी की गई स्थिति	2	18	20	4,014.60

(31.03.2017 तक )

## 2.9 कैप्टिव पावर प्लांट

देश में विभिन्न प्रकार के और आकार वाले सह उत्पादन पावर प्लांटों सति बड़ी संख्या में कैप्टिव पावर प्लांट मौजूद हैं, जिनका सदुपयोग प्रक्रिया उद्योग और इन-हाउस विद्युत खपत के लिए किया जाता है। विश्वसनीय और गुणवत्ता युक्त विद्युत की आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए कई उद्योगों ने अपने कैप्टिव पावर प्लांटों की स्थापना की है। कुछ पावर प्लांट ग्रिड आपूर्ति उपलब्ध न होने की स्थिति में आपातकाल के दौरान भी प्रचालन के लिए स्टैंडबाई यूनिटों के रूप में भी स्थापित किए जाते हैं। कैप्टिव पावर प्लांटों से अधिशेष विद्युत, यदि कोई होती है, उसको ग्रिड को उपलब्ध कराया जा सकता है, क्योंकि विद्युत अधिनियम 2003 में भेदभाव रहित मुक्त अभिगम का प्रावधान किया गया है।

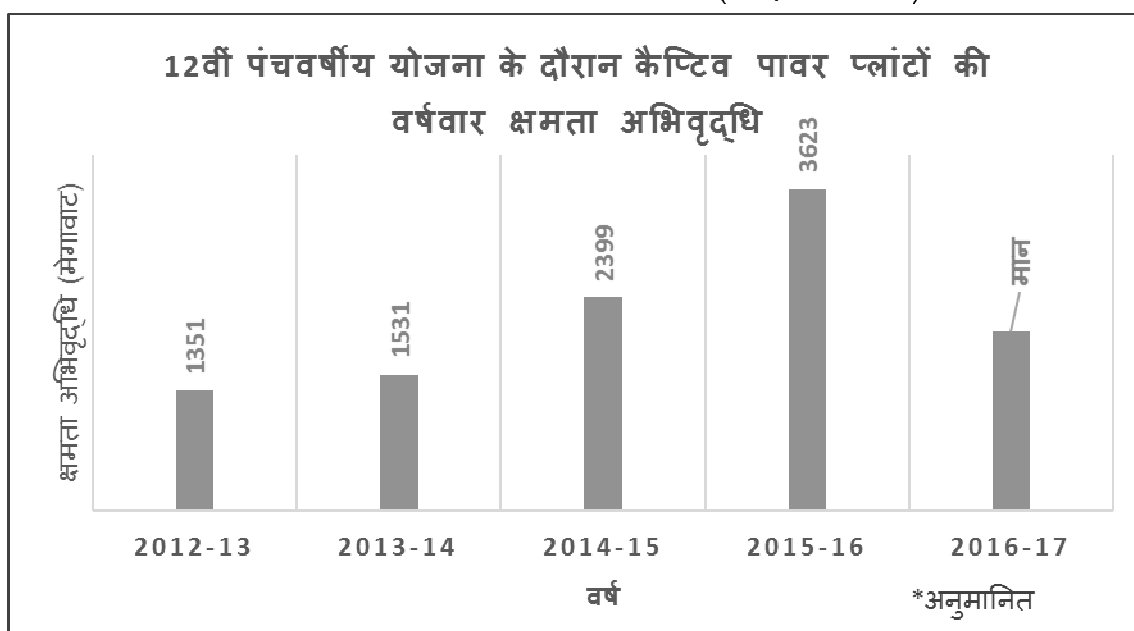
31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार कैप्टिव पावर प्लांटों, (1 मेगावाट और उससे अधिक) की स्थापित क्षमता लगभग 50,288.67 मेगावाट है, इस प्रकार इसमें वर्ष 2015-16 की तुलना में 4.16 % की वृद्धि दर्ज की गई है। 31 मार्च 2016 की स्थिति के अनुसार कैप्टिव पावर प्लांटों की कुल स्थापित क्षमता 48,279.48 मेगावाट थी।

वर्ष 2015-16 के दौरान कैप्टिव पावर प्लांटों से ऊर्जा उत्पादन लगभग 168.4 बिलियन यूनिट था, जिसमें लगभग 3.95% की वृद्धि दर्ज की गई है। वर्ष 2014-15 के दौरान कैप्टिव पावर प्लांटों को उत्पादन लगभग 162 बिलियन यूनिट था।

12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान कैप्टिव पावर प्लांटों से वर्षवार क्षमता अभिवृद्धि प्रदर्श 2.10 में दर्शाई गई है।

**प्रदर्श 2.10**

(आंकड़े मेगावाट में)



## 2.10 12वीं योजना के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि

11वीं पंचवर्षीय योजना (2007-12) के अंत तक देश में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता 24,503 मेगावाट थी। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 16,744 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य हासिल किया गया है।

तालिका 2.12 में दर्शाए गए विवरणों के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए 30,000 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य निर्धारित किया गया।

**तालिका 2.12**

**12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य**  
(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	क्षमता
सौर	10,000
पवन	15,000
अन्य संसाधन	5,000
कुल	30,000

तथापि वर्ष 2021-22 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) द्वारा स्थापित क्षमता का लक्ष्य 1,75,000 मेगावाट तक बढ़ा दिया गया है।

31.03.2017 की स्थिति के अनुसार देश में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता 57,244.23 मेगावाट है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से स्रोतवार स्थापित क्षमता **तालिका 2.13** और **प्रदर्श 2.11** में दर्शाई गई है।

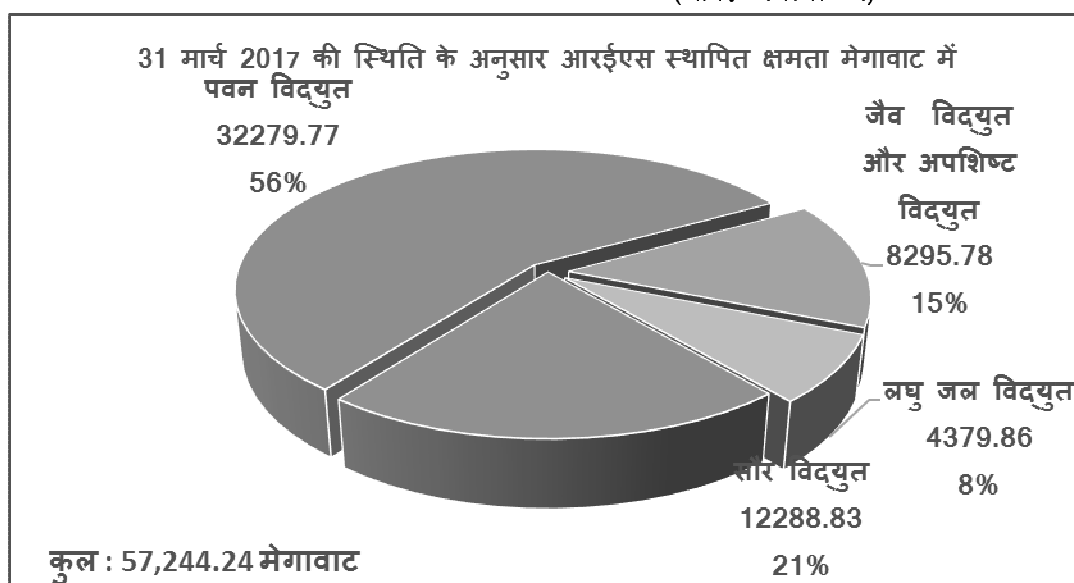
**तालिका 2.13**

**31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की संस्थापित क्षमता**  
(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	क्षमता
सौर	12,288.83
पवन	32,279.77
जैव विद्युत तथा अपशिष्ट विद्युत	8,295.78
लघु जल विद्युत	4,379.86
कुल	<b>57,244.24</b>

**प्रदर्श 2.11**

(आंकड़े मेगावाट में)



31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 32,740.84 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य हासिल किया गया है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जोड़ी गई क्षमता के स्रोतवार विवरण **तालिका 2.14** में दिए गए हैं।

## तालिका 2.14

31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से हासिल की गई क्षमता अभिवृद्धि

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	क्षमता*
सौर	11,347.53
पवन	15,383.17
जैव विद्युत तथा अपशिष्ट विद्युत	5,040.78
लघु जल विद्युत	969.36
कुल	<b>32,740.84</b>

नोट : एमएनआरई के द्वारा रिपोर्ट किए अनुसार

## 2.11 निष्कर्ष

- 12वीं पंचवर्षीय योजना में पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य 88,537 मेगावाट था। 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि 99,209.5 मेगावाट प्राप्त की गई, जो लक्ष्य का लगभग 112% है।
- विद्युत अधिनियम 2003 में की गई परिकल्पना के अनुसार निजी क्षेत्र की कंपनियों ने विद्युत क्षेत्र में क्षमता अभिवृद्धि में अग्रणी भूमिका अदा करना शुरू कर दिया है। निजी क्षेत्रीय कंपनियों का योगदान 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से कुल क्षमता अभिवृद्धि में 55 % है।
- 12वीं पंचवर्षीय योजना में यथा परिकल्पित जल विद्युत और नाभिकीय क्षमता अभिवृद्धि में काफी कमी हुई है। जल विद्युत और नाभिकीय क्षेत्रों में क्षमता अभिवृद्धि को प्रभावित करने वाले कारकों का शीघ्र समाधान किए जाने की आवश्यकता है, जिससे कि भावी उत्पादन मिश्र में हो रही इसकी कमी को रोका जा सके।
- 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान स्थापित की गई कोयला आधारित प्लांटों से कुल क्षमता अभिवृद्धि में सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित पावर प्लांटों की क्षमता अभिवृद्धि का योगदान लगभग 42% है।

दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान स्थापित की गई / पीछे छूट गई राज्यवार/ क्षेत्रवार क्षमता

		लक्ष्य -88,537 मेगावाट				31. 03. 2017 की स्थिति के अनुसार कुल उपलब्धि				12वीं पंचवर्षीय योजना लक्ष्य से पीछे छूट गई क्षमता (88,537 मेगावाट लक्ष्य के अनुसार)			
क्र. सं.	राज्य/ संघ शासित क्षेत्र	सीएस	एसएस	पीएस	कुल	सीएस	एसएस	पीएस	कुल	सीएस	एसएस	पीएस	कुल
1	दिल्ली	0	750	0	750	0	750	0	750	0	0	0	0
2	हरियाणा	500	0	660	1160	500	0	660	1160	0	0	0	0
3	हिमाचल प्रदेश	2763	506	314	3583	1963	195	94	2252	800	311	244	1355
4	जम्मू एंड कश्मीर	659	450	0	1109	329	450	0	779	330	0	0	330
5	पंजाब	0	0	3920	3920	0	0	3920	3920	0	0	0	0
6	राजस्थान	1400	1260	270	2930	0	1860	1860	3720	1400	0	0	1400
7	उत्तर प्रदेश	1000	1750	1980	4730	1500	1750	3300	6550	0	0	660	660
8	उत्तराखंड	520	0	505	1025	0	0	780	780	520	0	175	695
9	चंडीगढ़	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
उपजोड़ उत्तरी क्षेत्र		6842	4716	7649	19207	4292	5005	10614	19911	3050	311	1079	4440
10	छत्तीगढ़	660	1500	10680	12840	660	1500	9115	11275	0	0	4215	4215
11	गुजरात	1400	1452	1400	4252	0	2578	5383	7961	1400	0	0	1400
12	महाराष्ट्र	1000	1410	7890	10300	2320	3230	7768	13318	0	0	2130	2130
13	मध्य प्रदेश	1000	1700	4680	7380	1500	1700	8225	11425	0	0	1060	1060
14	गोवा	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	दमन एवं दीव	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	दादर एवं नागर हवेली	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
उपजोड़ पश्चिमी क्षेत्र		4060	6062	24650	34772	4480	9008	30491	43979	1400	0	7405	8805
17	आंध्र प्रदेश	0	2250	6160	8410	0	1650	5940	7590	0	600	2020	2620
18	तेलंगाना	0	360	0	360	0	2070	0	2070	0	90	0	90
19	कर्नाटक	0	0	0	0	1600	2300	0	3900	0	0	0	0
20	केरल	0	100	0	100	0	0	0	0	0	100	0	100
21	तमिलनाडु	4750	1860	660	7270	4250	1860	2700	8810	500	0	660	1160
22	पुदुचेरी	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
उपजोड़ दक्षिणी क्षेत्र		4750	4570	6820	16140	5850	7880	8640	22370	500	790	2680	3970
23	बिहार	4690	0	0	4690	1960	0	0	1960	2730	0	0	2730
24	झारखंड	1000	0	1080	2080	1000	0	540	1540	0	0	540	540
25	उड़ीसा	0	0	3960	3960	0	0	3200	3200	0	0	1360	1360
26	सिक्किम	0	0	2066	2066	0	0	1395	1395	0	0	671	671
27	पश्चिम बंगाल	1492	0	600	2092	1492	1259	600	3351	0	0	0	0
उपजोड़ पूर्वी क्षेत्र		7182	0	7706	14888	4452	1259	5735	11446	2730	0	2571	5301
28	अरुणाचल प्रदेश	1710	0	0	1710	0	0	0	0	1710	0	0	1710
29	असम	750	100	0	850	500	62	0	562	250	38	0	288
30	मणिपुर	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

31	मिजोरम	60	0	0	60	0	0	0	0	60	0	0	60
32	मेघालय	0	82	0	82	0	42	0	42	0	40	0	40
33	नागालैंड	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	त्रिपुरा	828	0	0	828	879	21	0	900	0	0	0	0
उपजोड़ उ. पूर्वी क्षेत्र		3348	182	0	3530	1379	125	0	1504	2020	78	0	2098
35	अंडमान एवं निकोबार द्वीप समूह	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	लक्षद्वीप	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		26182	15530	46825	88537	20453	23277	55480	99210	9700	1179	13735	24614

सीएस: केंद्रीय क्षेत्र; एसएस: राज्य क्षेत्र; पीएस: निजी क्षेत्र

## अनुबंध 2.2

## 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान स्थापित परियोजनाओं की सूची

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
	<b>केंद्रीय क्षेत्र</b>					
1	इंदिरा गांधी टीपीपी (झज्जर) जेवी यू3	कोयला	हरियाणा	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
2	रिहंद टीपीपी-III यू5	कोयला	उत्तर प्रदेश	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
3	रिहंद टीपीपी-III यू 6	कोयला	उत्तर प्रदेश	एनटीपीसी	500	बाह्य
4	उंचाहार टीपीएस एसटी-iv यू-6	कोयला	उत्तर प्रदेश	एनटीपीसी	68.67	लक्ष्य
5	रामपुर एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	68.67	लक्ष्य
6	रामपुर एचईपी यू 2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	68.67	लक्ष्य
7	रामपुर एचईपी यू 3	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	68.67	लक्ष्य
8	रामपुर एचईपी यू 4	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	68.67	लक्ष्य
9	रामपुर एचईपी यू 5	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	68.67	लक्ष्य
10	रामपुर एचईपी यू 6	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	200	लक्ष्य
11	कोलडैम एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनटीपीसी	200	लक्ष्य
12	कोलडैम एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनटीपीसी	200	लक्ष्य
13	कोलडैम एचईपी यू3	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनटीपीसी	200	लक्ष्य
14	कोलडैम एचईपी यू4	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनटीपीसी	77	लक्ष्य
15	चमेरा-III एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	77	लक्ष्य
16	चमेरा-III एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	77	लक्ष्य
17	चमेरा-III एचईपी यू3	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	130	लक्ष्य
18	पार्वती-III एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	130	लक्ष्य
19	पार्वती-III एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	130	लक्ष्य
20	पार्वती-III एचईपी यू3	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	130	लक्ष्य
21	पार्वती-III एचईपी यू4	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	60	लक्ष्य
22	उरी-III एचईपी यू1	जल विद्युत	जम्मू एंड	एनएचपीसी	60	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
			कश्मीर			
23	उरी-II एचईपी यू2	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	60	लक्ष्य
24	उरी-II एचईपी यू3	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	60	लक्ष्य
25	उरी-II एचईपी यू4	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	15	लक्ष्य
26	निम्मू बाजगो एचईपी यू1	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	15	लक्ष्य
27	निम्मू बाजगो एचईपी यू2	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	15	लक्ष्य
28	निम्मू बाजगो एचईपी यू3	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	11	लक्ष्य
29	चुटक एचईपी यू1	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	11	लक्ष्य
30	चुटक एचईपी यू2	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	11	लक्ष्य
31	चुटक एचईपी यू3	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	11	लक्ष्य
32	चुटक एचईपी यू4	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	660	लक्ष्य
33	सिपत-I टीपीपी यू 3	कोयला	छत्तीसगढ़	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
34	मौदा टीपीपी यू1	कोयला	महाराष्ट्र	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
35	मौदा टीपीपी यू2	कोयला	महाराष्ट्र	एनटीपीसी	660	बाह्य
36	मौदा एसटीपीपी फेज-II यू-3	कोयला	महाराष्ट्र	एनटीपीसी	660	बाह्य
37	मौदा एसटीपीपी फेज-II यू4	कोयला	महाराष्ट्र	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
38	विंध्याचल टीपीपीएसटी फेज-IV यू11	कोयला	मध्य प्रदेश	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
39	विंध्याचल टीपीपीएसटी फेज-IV यू12	कोयला	मध्य प्रदेश	एनटीपीसी	500	बाह्य
40	विंध्याचल टीपीपीएसटी फेज-V यू13	कोयला	मध्य प्रदेश	एनटीपीसी	500	लक्ष्य
41	वल्लूर (एन्नोर) टीपीपी यू2	कोयला	तमिलनाडु	एनटीपीसी/टीएनईबी जेवी	500	लक्ष्य
42	वल्लूर (एन्नोर) टीपीपी यू 3	कोयला	तमिलनाडु	एनटीपीसी/टीएनईबी जेवी	500	लक्ष्य
43	तुतिकोरिन टीपीपी जेवी यू1	कोयला	तमिलनाडु	एनपीटीएल (एनएलसी जेवी)	500	लक्ष्य
44	तुतिकोरिन टीपीपी जेवी यू 2	कोयला	तमिलनाडु	एनपीटीएल (एनएलसी जेवी)	250	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
45	नेवेली II टीपीपी यू2	लिग्नाइट	तमिलनाडु	एनएलसी	1000	लक्ष्य
46	कुडनकुलम यू 1	नाभिकीय	तमिलनाडु	एनपीसी	1000	लक्ष्य
47	कुडनकुलम यू 2	नाभिकीय	तमिलनाडु	एनपीसी	800	बाह्य
48	कुडगी एसटीपीपी फेज -I , यू-1	कोयला	कर्नाटक	एनटीपीसी	800	बाह्य
49	कुडगी एसटीपीपी फेज -I , यू-2	कोयला	कर्नाटक	एनटीपीसी	195	लक्ष्य
50	मुजफ्फरपुर (कांटी) टीपीपी यू3	कोयला	बिहार	एनटीपीसी जेवी	195	लक्ष्य
51	मुजफ्फरपुर (कांटी) टीपीपी यू 4	कोयला	बिहार	एनटीपीसी जेवी	660	लक्ष्य
52	बाढ़ एसटीपीपी-II यू1	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	660	लक्ष्य
53	बाढ़ एसटीपीपी-II यू 2	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	250	लक्ष्य
54	नबीनगर टीपीपी यू1	कोयला	बिहार	एनटीपीसी जेवी	500	लक्ष्य
55	बोकारो टीपीपी ए एक्स यू1	कोयला	झारखंड	डीवीसी	500	लक्ष्य
56	कोडरमा टीपीपी यू2	कोयला	झारखंड	डीवीसी	600	लक्ष्य
57	रघुनाथपुर टीपीपी यू1	कोयला	पश्चिम बंगाल	डीवीसी	600	लक्ष्य
58	रघुनाथपुर टीपीपी यू 2	कोयला	पश्चिम बंगाल	डीवीसी	33	लक्ष्य
59	तीस्ता लो डैम-III एचईपी यू1	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	33	लक्ष्य
60	तीस्ता लो डैम-III एचईपी यू2	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	33	लक्ष्य
61	तीस्ता लो डैम-III एचईपी यू3	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	33	लक्ष्य
62	तीस्ता लो डैम-III एचईपी यू4	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	40	लक्ष्य
63	तीस्ता लो डैम-IV एचईपी यू1	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	40	लक्ष्य
64	तीस्ता लो डैम-IV एचईपी यू 2	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	40	लक्ष्य
65	तीस्ता लो डैम-IV एचईपी यू 3	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	40	लक्ष्य
66	तीस्ता लो डैम-IV एचईपी यू 4	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	एनएचपीसी	250	लक्ष्य
67	बोगाईगांव टीपीपी यू1	कोयला	असम	एनटीपीसी	250	लक्ष्य
68	बोगाईगांव टीपीपी यू2	कोयला	असम	एनटीपीसी	363.3	लक्ष्य
69	त्रिपुरा सीसीजीटी ब्लॉक-1	गैस	त्रिपुरा	ओएनजीसीजेवी	363.3	लक्ष्य
70	त्रिपुरा सीसीजीटी ब्लॉक-2	गैस	त्रिपुरा	ओएनजीसीजेवी	65.4	लक्ष्य
71	मोनार्क सीसीजीटी जीटी	गैस	त्रिपुरा	नीपको	35.6	लक्ष्य
72	मोनार्क सीसीजीटी	गैस	त्रिपुरा	नीपको	500	बाह्य
73	अगरतला सीसीपीपीएस-T-I	गैस	त्रिपुरा	नीपको	25.5	बाह्य
74	अगरतला सीसीपीपीएस-T-1	गैस	त्रिपुरा	नीपको	25.5	लक्ष्य
	<b>उपजोड़ (केंद्रीय क्षेत्र)</b>				<b>20,452.6</b>	लक्ष्य
	<b>राज्य क्षेत्र</b>					
1	प्रगति-III (बवाना) सीसीजीटी (जीटी-3)	गैस	दिल्ली	पीपीसीएल	250	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
2	प्रगति-III (बवाना) सीसीजीटी (जीटी-4)	गैस	दिल्ली	पीपीसीएल	250	लक्ष्य
3	प्रगति-III (बवाना) सीसीजीटी (एसटी-2)	गैस	दिल्ली	पीपीसीएल	250	लक्ष्य
4	कालीसिंध टीपीपी यू1	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	600	लक्ष्य
5	छाबरा टीपीपी ईएक्सटी यू3	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	250	बाह्य
6	छाबरा टीपीपी ईएक्सटी यू4	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	250	लक्ष्य
7	रामगढ़ सीसीजीटी (जीटी)	गैस	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	110	लक्ष्य
8	रामगढ़ सीसीजीटी (एसटी)	गैस	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	50	लक्ष्य
9	कालीसिंध टीपीपी यू 2	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	600	बाह्य
10	अनपारा-डी टीपीपी यू1	कोयला	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	500	लक्ष्य
11	अनपारा-डी टीपीपी यू2	कोयला	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	500	लक्ष्य
12	परीक्षा टीपीपी ईएक्सटी यू5	कोयला	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	250	लक्ष्य
13	परीक्षा टीपीपी ईएक्सटी यू6	कोयला	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	250	लक्ष्य
14	हरदुआगंज टीपीपी ईएक्सटी यू9	कोयला	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	250	लक्ष्य
15	काशंग - I एचईपी	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	65	लक्ष्य
16	काशंग - II एचईपी	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	65	लक्ष्य
17	काशंग - III एचईपी	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	65	लक्ष्य
18	बगलिहार -II एचईपी यू1	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	जे एंड के राज्य पावर डेवलपमेंट कॉर्पोरेशन लिमिटेड	150	लक्ष्य
19	बगलिहार -II एचईपी यू2	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	जे एंड के राज्य पावर डेवलपमेंट कॉर्पोरेशन लिमिटेड	150	लक्ष्य
20	बगलिहार -II एचईपी यू3	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	जे एंड के राज्य पावर डेवलपमेंट कॉर्पोरेशन लिमिटेड	150	लक्ष्य
21	कोरबा वेस्ट एसटीIII टीपीपी यू5	कोयला	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	500	लक्ष्य
22	मारवा टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	500	लक्ष्य
23	मारवा टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	500	लक्ष्य
24	सिक्का टीपीपी एक्सटी यू3	कोयला	गुजरात	जीएसईसीएल	250	लक्ष्य
25	उकाई टीपीपी ईएक्सटी यू6	कोयला	गुजरात	जीएसईसीएल	500	लक्ष्य
26	पिपावव जेवी सीसीजीटी ब्लॉक-1	गैस	गुजरात	जीएसईसीएल	351	लक्ष्य
27	पिपावव जेवी सीसीजीटी ब्लॉक-2	गैस	गुजरात	जीएसईसीएल	351	लक्ष्य
28	धुवारन सीसीपीपी-III	गैस	गुजरात	जीएसईसीएल	376.1	बाह्य
29	भावनगर सीएफबीसी टीपीपी, यू-	लिग्नाइट	गुजरात	भावनगर एनर्जी	250	बाह्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
	1					
30	भावनगर सीएफबीसी टीपीपी, यू-2	लिग्नाइट	गुजरात	भावनगर एनर्जी	250	बाह्य
31	सिक्का टीपीएस एक्सटी यू4	कोयला	गुजरात	जीएसईसीएल	250	बाह्य
32	चंद्रपुर टीपीपी ईएक्सटी यू8	कोयला	महाराष्ट्र	माहजेनको	500	लक्ष्य
33	कोराडी टीपीपी ईएक्सटी यू8	कोयला	महाराष्ट्र	माहजेनको	660	लक्ष्य
34	पर्ली टीपीपी यू3	कोयला	महाराष्ट्र	माहजेनको	250	लक्ष्य
35	चंद्रपुर टीपीएस ईएक्सटी यू9	कोयला	महाराष्ट्र	माहजेनको	500	बाह्य
36	कोराडी टीपीएस ईएक्सपीएन., यू-9	कोयला	महाराष्ट्र	एमएसपीजीसीएल	660	बाह्य
37	कोराडी टीपीएस ईएक्सपीएन., यू-10	कोयला	महाराष्ट्र	एमएसपीजीसीएल	660	बाह्य
38	सतपुरा टीपीपी ईएक्सटी यू10	कोयला	मध्य प्रदेश	एमपीजेनको	250	लक्ष्य
39	सतपुरा टीपीपी ईएक्सटी यू11	कोयला	मध्य प्रदेश	एमपीजेनको	250	लक्ष्य
40	श्री सिंघाजी टीपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	एमपीजेनको	600	लक्ष्य
41	श्री सिंघाजी टीपीपी यू2	कोयला	मध्य प्रदेश	एमपीजेनको	600	लक्ष्य
42	श्री दामोदरन संजीवैया टीपीपी (कृष्णपट्टणम टीपीपी) यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	एपीजेनको	800	लक्ष्य
43	श्री दामोदरन संजीवैया टीपीपी (कृष्णपट्टणम टीपीपी) यू 2	कोयला	आंध्र प्रदेश	एपीजेनको	800	लक्ष्य
44	नागार्जुन सागर टीआर एचईपी यू1	जल विद्युत	आंध्र प्रदेश	एपीजेनको	25	लक्ष्य
45	नागार्जुन सागर टीआर एचईपी यू 2	जल विद्युत	आंध्र प्रदेश	एपीजेनको	25	लक्ष्य
46	मेत्तूर टीपीपी ईएक्सटी यू1	कोयला	तमिलनाडु	टीएनईबी	600	लक्ष्य
47	नाथ चेन्नई टीपीपी ईएक्सटी यू1	कोयला	तमिलनाडु	टीएनईबी	600	लक्ष्य
48	नाथ चेन्नई टीपीपी ईएक्सटी यू 2	कोयला	तमिलनाडु	टीएनईबी	600	लक्ष्य
49	भवानी बैराज एचईपी II यू1	जल विद्युत	तमिलनाडु	टीएनईबी	15	लक्ष्य
50	भवानी बैराज एचईपी II यू2	जल विद्युत	तमिलनाडु	टीएनईबी	15	लक्ष्य
51	भवानी बैराज एचईपी III यू1	जल विद्युत	तमिलनाडु	टीएनईबी	15	लक्ष्य
52	भवानी बैराज एचईपी III यू2	जल विद्युत	तमिलनाडु	टीएनईबी	15	लक्ष्य
53	लोवर जुराला एचईपी यू1	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	40	लक्ष्य
54	लोवर जुराला एचईपी यू2	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	40	लक्ष्य
55	लोवर जुराला एचईपी यू3	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	40	लक्ष्य
56	लोवर जुराला एचईपी यू4	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	40	लक्ष्य
57	लोवर जुराला एचईपी यू5	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	40	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
58	लोवर जुराला एचईपी यू6	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	40	लक्ष्य
59	पुलिचिंताला एचईपी यू1	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	30	लक्ष्य
60	काकतिया पीएस एक्सटेंशन, यू-1	कोयला	तेलंगाना	टी. जेनको	600	बाह्य
61	सिंगारेनी टीपीपी, यू-1	कोयला	तेलंगाना	सिंगारेनी कोलीयरिज कंपनी लिमिटेड	600	बाह्य
62	सिंगारेनी टीपीपी, यू-2	कोयला	तेलंगाना	सिंगारेनी कोलीयरिज कंपनी लिमिटेड	600	बाह्य
63	बेल्लारी टीपीपीएसटी-III, यू-3	कोयला	कर्नाटक	केपीसीएल	700	बाह्य
64	येरमारुस टीपीपी, यू-1	कोयला	कर्नाटक	केपीसीएल	800	बाह्य
65	येरमारुस टीपीपी, यू-2	कोयला	कर्नाटक	केपीसीएल	800	बाह्य
66	दुर्गापुर टीपीपी एक्सटेंशन	कोयला	पश्चिम बंगाल	दुर्गापुर प्रोजेक्ट्स लिमिटेड	250	बाह्य
67	सागरदीघी टीपीएस-II, यू-3	कोयला	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	500	बाह्य
68	सागरदीघी टीपीएस-II, यू-4	कोयला	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	500	बाह्य
69	जलदाखा एचईपी	जल विद्युत	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	9	बाह्य
70	नामरूप सीसीजीटी	गैस	असम	एपीजीसीएल	62.25	लक्ष्य
71	मिंटू एसटी-I एचईपी एडिशनल यूनिट	जल विद्युत	मेघालय	एमईईएसईबी	42	लक्ष्य
72	रोखिया जीटी	गैस	त्रिपुरा	त्रिपुरा सरकार	21	बाह्य
	<b>उपजोड़ (राज्य क्षेत्र)</b>				<b>23,277.35</b>	
	<b>निजी क्षेत्र</b>					
1	महात्मा गांधी झज्जर टीपीपी यू2	कोयला	हरियाणा	चाईना लाईट पावर	660	लक्ष्य
2	तलवंडी साबो टीपीपी यू1	कोयला	पंजाब	वेदांता	660	लक्ष्य
3	तलवंडी साबो टीपीपी यू2	कोयला	पंजाब	वेदांता	660	लक्ष्य
4	तलवंडी साबो टीपीपी यू3	कोयला	पंजाब	वेदांता	660	लक्ष्य
5	गोईंदवाल साहिब टीपीपी यू1	कोयला	पंजाब	जीवीके इंडस्ट्रीज	270	लक्ष्य
6	गोईंदवाल साहिब टीपीपी यू2	कोयला	पंजाब	जीवीके इंडस्ट्रीज	270	लक्ष्य
7	नाभा टीपीपी यू1	कोयला	पंजाब	एल एंड टी पावर डेवलपमेंट लिमिटेड	700	लक्ष्य
8	नाभा टीपीपी यू2	कोयला	पंजाब	एल एंड टी पावर डेवलपमेंट लिमिटेड	700	लक्ष्य
9	जल्लिपा कपूर्दी टीपीपी यू5	लिग्नाइट	राजस्थान	राज वेस्ट पावर लिमिटेड	135	लक्ष्य
10	जल्लिपा कपूर्दी टीपीपी यू6	लिग्नाइट	राजस्थान	राज वेस्ट पावर लिमिटेड	135	लक्ष्य
11	जल्लिपा कपूर्दी टीपीपी यू 7-8	लिग्नाइट	राजस्थान	राज वेस्ट पावर लिमिटेड	270	बाह्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
12	कावई टीपीपी यू1	कोयला	राजस्थान	अडानी पावर लिमिटेड	660	बाह्य
13	कावई टीपीपी यू2	कोयला	राजस्थान	अडानी पावर लिमिटेड	660	बाह्य
14	बारा टीपीपी यू1	कोयला	उत्तर प्रदेश	प्रयागराज पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड (जेपी ग्रुप)	660	लक्ष्य
15	बारा टीपीपी यू2	कोयला	उत्तर प्रदेश	प्रयागराज पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड (जेपी ग्रुप)	660	लक्ष्य
16	ललितपुर टीपीपी, यू-1	कोयला	उत्तर प्रदेश	ललितपुर पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड	660	बाह्य
17	ललितपुर टीपीपी, यू -2	कोयला	उत्तर प्रदेश	ललितपुर पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड	660	बाह्य
18	ललितपुर टीपीपी, यू -3	कोयला	उत्तर प्रदेश	ललितपुर पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड	660	बाह्य
19	बुधिल एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	लैंकों ग्रीन पावर प्राइवेट लिमिटेड	35	लक्ष्य
20	बुधिल एचईपी यू 2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	लैंकों ग्रीन पावर प्राइवेट लिमिटेड	35	लक्ष्य
21	चांजु-1 एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	आईए एनर्जी	12	बाह्य
22	चांजु-1 एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	आईए एनर्जी	12	बाह्य
23	श्रीनगर एचईपी यू1	जल विद्युत	उत्तराखंड	एएचपी कंपनी लिमिटेड	82.5	लक्ष्य
24	श्रीनगर एचईपी यू2	जल विद्युत	उत्तराखंड	एएचपी कंपनी लिमिटेड	82.5	लक्ष्य
25	श्रीनगर एचईपी यू3	जल विद्युत	उत्तराखंड	एएचपी कंपनी लिमिटेड	82.5	लक्ष्य
26	श्रीनगर एचईपी यू4	जल विद्युत	उत्तराखंड	एएचपी कंपनी लिमिटेड	82.5	लक्ष्य
27	गामा सीसीपीपी, ब्लॉक-1	गैस	उत्तराखंड	मैसर्स गामा इंफ्राप्रोप प्राइवेट लिमिटेड	225	बाह्य
28	काशीपुर सीसीपीपी ब्लॉक-1	गैस	उत्तराखंड	श्रवंधी एनर्जी प्राइवेट	225	बाह्य
29	अवंथा भंडार टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	कोरबा वेस्ट पावर कंपनी लिमिटेड	600	लक्ष्य
30	मारुति क्लिन कोल एंड पावर लिमिटेड टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	मारुति क्लिन कोल एंड पावर लिमिटेड	300	लक्ष्य
31	उचपिंडा टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	आर के एम पावरजेन प्राइवेट लिमिटेड	360	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
32	उचपिंडा टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	आर के एम पावरजेन प्राईवेट लिमिटेड	360	लक्ष्य
33	अकलतारा (नरियारा) टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	केएसके महानंदी पावर कंपनी लिमिटेड	600	लक्ष्य
34	अकलतारा (नरियारा) टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	केएसके महानंदी पावर कंपनी लिमिटेड	600	लक्ष्य
35	कसाईपल्ली टीपीपी यू 2	कोयला	छत्तीसगढ़	एसीबी इंडिया	135	लक्ष्य
36	स्वास्तिक कोरबा टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	एसीबी इंडिया	25	लक्ष्य
37	वंदना विद्युत टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	वंदना विद्युत	135	लक्ष्य
38	बाल्को टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	भारत एल्युमिनियम कंपनी लिमिटेड	300	लक्ष्य
39	बाल्को टीपीपी यू 2	कोयला	छत्तीसगढ़	भारत एल्युमिनियम कंपनी लिमिटेड	300	लक्ष्य
40	बराधरा (डीबी पावर) टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	डीबी पावर लिमिटेड	600	लक्ष्य
41	बराधरा (डीबी पावर) टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	डीबी पावर लिमिटेड	600	लक्ष्य
42	न्यूपारा (टीआरएन एनर्जी) टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	टीआरएन एनर्जी	300	लक्ष्य
43	रतिजा टीपीपी	कोयला	छत्तीसगढ़	एसीबी इंडिया	50	लक्ष्य
44	तमनार टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	जिंदल पावर लिमिटेड	600	लक्ष्य
45	तमनार टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	जिंदल पावर लिमिटेड	600	लक्ष्य
46	चाकाबुरा टीपीपी	कोयला	छत्तीसगढ़	एसीबी इंडिया लिमिटेड	30	बाह्य
47	तमनार टीपीपी यू3	कोयला	छत्तीसगढ़	जिंदल पावर लिमिटेड	600	बाह्य
48	रायखेडा टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	जीएमआर	685	बाह्य
49	तमनार टीपीपी यू4	कोयला	छत्तीसगढ़	जिंदल पावर लिमिटेड	600	बाह्य
50	रायखेडा टीपीपी यू -2	कोयला	छत्तीसगढ़	जीएमआर	685	बाह्य
51	रतिजा टीपीपी यू-2	कोयला	छत्तीसगढ़	स्पेक्ट्रम कोल एंड पावर लिमिटेड	50	बाह्य
52	मुंद्रा यूएमपीपी, यू 2	कोयला	गुजरात	टाटा पावर कंपनी लिमिटेड	800	लक्ष्य
53	सलाया टीपीपी यू 2	कोयला	गुजरात	एस्सार पावर सलाया लिमिटेड	600	लक्ष्य
54	मुंद्रा यूएमपीपी, यू 3,4,5	कोयला	गुजरात	टाटा पावर कंपनी लिमिटेड	2400	बाह्य
55	यूनो सुजेन सीसीजीटी	गैस	गुजरात	टोरेंट पावर	382.5	बाह्य
56	डीजीईएन मेगा सीसीपीपी मॉड्यूल1	गैस	गुजरात	टोरेंट पावर	400	बाह्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
57	डीजीईएन मेगा सीसीपीपी मॉड्यूल2	गैस	गुजरात	टोरेंट पावर	400	बाह्य
58	डीजीईएन मेगा सीसीपीपी मॉड्यूल3	गैस	गुजरात	टोरेंट पावर	400	बाह्य
59	इंडिया बुल्स-अमरावती टीपीपी फेज-I, यू1	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स पावर लिमिटेड	270	लक्ष्य
60	इंडिया बुल्स-अमरावती टीपीपी फेज-I, यू2	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स पावर लिमिटेड	270	लक्ष्य
61	इंडिया बुल्स-अमरावती टीपीपी फेज-I, यू3	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स पावर लिमिटेड	270	लक्ष्य
62	इंडिया बुल्स-अमरावती टीपीपी फेज-I, यू4	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स पावर लिमिटेड	270	लक्ष्य
63	इंडिया बुल्स-अमरावती टीपीपी फेज-I, यू5	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स पावर लिमिटेड	270	लक्ष्य
64	इंडिया बुल्स-नाशिक टीपीपी फेज-I, यू1	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स रियलटेक लिमिटेड	270	लक्ष्य
65	इंडिया बुल्स-नाशिक टीपीपी फेज-I, यू2	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स रियलटेक लिमिटेड	270	लक्ष्य
66	धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर प्राईवेट लिमिटेड टीपीपी यू1	कोयला	महाराष्ट्र	धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर प्राईवेट लिमिटेड	300	लक्ष्य
67	धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर प्राईवेट लिमिटेड टीपीपी यू2	कोयला	महाराष्ट्र	धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर प्राईवेट लिमिटेड	300	लक्ष्य
68	एमको वरोरा टीपीपी यू1	कोयला	महाराष्ट्र	जीएमआर ईएमसीओ एनर्जी लिमिटेड	300	लक्ष्य
69	एमको वरोरा टीपीपी यू2	कोयला	महाराष्ट्र	जीएमआर ईएमसीओ एनर्जी लिमिटेड	300	लक्ष्य
70	बुतिबोरी टीपीपी फेज-II यू1	कोयला	महाराष्ट्र	विदर्भ इंडस्ट्रीज पावर लिमिटेड	300	लक्ष्य
71	तिरोदा टीपीपी फेज-I यू1	कोयला	महाराष्ट्र	अडानी पावर लिमिटेड	660	लक्ष्य
72	तिरोदा टीपीपी फेज-I यू2	कोयला	महाराष्ट्र	अडानी पावर लिमिटेड	660	लक्ष्य
73	तिरोदा टीपीपी फेज-II यू1	कोयला	महाराष्ट्र	अडानी पावर लिमिटेड	660	लक्ष्य
74	जीईपीएल टीपीपी यू1	कोयला	महाराष्ट्र	गुप्ता एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	60	लक्ष्य
75	जीईपीएल टीपीपी यू2	कोयला	महाराष्ट्र	गुप्ता एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	60	लक्ष्य
76	बेला टीपीपी यू 1	कोयला	महाराष्ट्र	आईडियल एनर्जी प्रोजेक्ट्स लिमिटेड	270	लक्ष्य
77	तिरोदा टीपीपी फेज-II यू2	कोयला	महाराष्ट्र	अडानी पावर लिमिटेड	660	बाह्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
78	बुतिबोरी टीपीपी फेज-II यू2	कोयला	महाराष्ट्र	विदर्भ इंडस्ट्रीज प्राइवेट लिमिटेड	300	बाह्य
79	तिरोदा टीपीपी फेज-II यू3	कोयला	महाराष्ट्र	अडानी पावर लिमिटेड	660	बाह्य
80	मनगांव सीसीपीपी	गैस	महाराष्ट्र	पीजीपीएल	388	बाह्य
81	अन्तपुर टीपीपी फेज-I यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	एमबी पावर (मध्य प्रदेश) लिमिटेड	600	लक्ष्य
82	अन्तपुर टीपीपी फेज-I यू2	कोयला	मध्य प्रदेश	एमबी पावर (मध्य प्रदेश) लिमिटेड	600	लक्ष्य
83	बिना टीपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	बीना पावर सप्लाई कंपनी लिमिटेड (जेपी ग्रुप)	250	लक्ष्य
84	बिना टीपीपी यू2	कोयला	मध्य प्रदेश	बीना पावर सप्लाई कंपनी लिमिटेड (जेपी ग्रुप)	250	लक्ष्य
85	सासन यूएमपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	रिलायंस पावर लिमिटेड	660	लक्ष्य
86	सासन यूएमपीपी यू2	कोयला	मध्य प्रदेश	रिलायंस पावर लिमिटेड	660	लक्ष्य
87	सियोनी (झबुआ) टीपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	झबुआ पावर लिमिटेड	600	लक्ष्य
88	माहन टीपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	एस्सार पावर	600	बाह्य
89	निवारी टीपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	मैसर्स बीएलए प्राइवेट लिमिटेड	45	बाह्य
90	सासन यूएमपीपी यू4	कोयला	मध्य प्रदेश	रिलायंस पावर लिमिटेड	660	बाह्य
91	सासन यूएमपीपी यू3	कोयला	मध्य प्रदेश	रिलायंस पावर लिमिटेड	660	बाह्य
92	सासन यूएमपीपी यू5	कोयला	मध्य प्रदेश	रिलायंस पावर लिमिटेड	660	बाह्य
93	निग्रीटीपीपी यू1	कोयला	मध्य प्रदेश	जेपी पावर वेंचर्स लिमिटेड	660	बाह्य
94	निग्रीटीपीपी यू2	कोयला	मध्य प्रदेश	जेपी पावर वेंचर्स लिमिटेड	660	बाह्य
95	सासन यूएमपीपी यू6	कोयला	मध्य प्रदेश	रिलायंस पावर लिमिटेड	660	बाह्य
96	नागार्जुन कंस्ट्रक्शन कंपनी लिमिटेड फेज-I यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	नागार्जुन कंस्ट्रक्शन कंपनी लिमिटेड	660	लक्ष्य
97	नागार्जुन कंस्ट्रक्शन कंपनी लिमिटेड फेज-I यू2	कोयला	आंध्र प्रदेश		660	लक्ष्य
98	पैनमपुरम टीपीपी यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	थर्मल पावरटेक कॉर्पोरेशन लिमिटेड	660	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
99	पैनमपुरम टीपीपी यू2	कोयला	आंध्र प्रदेश	थर्मल पावरटेक कॉर्पोरेशनलिमिटेड	660	लक्ष्य
100	थम्मिनपट्टणम टीपीपी यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	मीनाक्षी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड,	150	लक्ष्य
101	थम्मिनपट्टणम टीपीपी यू2	कोयला	आंध्र प्रदेश	मीनाक्षी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड,	150	लक्ष्य
102	सिंहापुरी टीपीपी फेज-I, यू 2	कोयला	आंध्र प्रदेश	सिंहापुरी एनर्जी प्राइवेटलिमिटेड,	150	लक्ष्य
103	हिंदुजा टीपीपी, यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	हिंदुजा	520	लक्ष्य
104	हिंदुजा टीपीपी, यू2	कोयला	आंध्र प्रदेश	हिंदुजा	520	लक्ष्य
105	सिंहापुरी टीपीपी फेज-II, यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	सिंहापुरी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड,	150	बाह्य
106	सिंहापुरी टीपीपी फेज-II, यू2	कोयला	आंध्र प्रदेश	सिंहापुरी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड,	150	बाह्य
107	कोंडापल्ली सीसीजीटी एसटी-III ए	गैस	आंध्र प्रदेश	लैंको	371	बाह्य
108	कोंडापल्ली सीसीजीटी एसटी-III बी	गैस	आंध्र प्रदेश	लैंको	371	बाह्य
109	वेमागिरी सीसीपीपी-II ब्लॉक -I	गैस	आंध्र प्रदेश	जीएमआर राजामुंद्री एनर्जी लिमिटेड	384	बाह्य
110	वेमागिरी सीसीपीपी-II ब्लॉक -II	गैस	आंध्र प्रदेश	जीएमआर राजामुंद्री एनर्जी लिमिटेड	384	बाह्य
111	इंड बराथ (तूतिकोरिन) टीपीपी यू1	कोयला	तमिलनाडु	इंड बराथ पावर लिमिटेड	150	बाह्य
112	इंड बराथ (तूतिकोरिन) टीपीपी यू2	कोयला	तमिलनाडु	इंड बराथ पावर लिमिटेड	150	बाह्य
113	मुटियारा (मेलमुरथुर) टीपीपी यू1	कोयला	तमिलनाडु	कोस्टल इनर्जन	600	बाह्य
114	मेलमुरथुर टीपीपी, यू-2	कोयला	तमिलनाडु	कोस्टल इनर्जन	600	बाह्य
115	आईटीपीसीएल टीपीपी यू-1 (कुड्डालोर)	कोयला	तमिलनाडु	आईएल एंड एफएस पावर लिमिटेड	600	बाह्य
116	आईटीपीसीएल टीपीपी यू-2 (कुड्डालोर)	कोयला	तमिलनाडु	आईएल एंड एफएस पावर लिमिटेड	600	बाह्य
117	जोरेथांग लूप एचईपी यू1	जल विद्युत	सिक्किम	डीएनएस प्राइवेट लिमिटेड	48	लक्ष्य
118	जोरेथांग लूप एचईपी यू2	जल विद्युत	सिक्किम	डीएनएस प्राइवेट लिमिटेड	48	लक्ष्य
119	चुजाचेन एचईपी यू1	जल विद्युत	सिक्किम	गैती इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	49.5	लक्ष्य

क्र. सं.	परियोजना का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता	लक्ष्य/ अतिरिक्त
120	चुजाचेन एचईपी यू2	जल विद्युत	सिक्किम	गैती इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	49.5	लक्ष्य
121	तीस्ता-III एचईपी यू1	जल विद्युत	सिक्किम	तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	200	लक्ष्य
122	तीस्ता-III एचईपी यू2	जल विद्युत	सिक्किम	तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	200	लक्ष्य
123	तीस्ता-III एचईपी यू3	जल विद्युत	सिक्किम	तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	200	लक्ष्य
124	तीस्ता-III एचईपी यू4	जल विद्युत	सिक्किम	तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	200	लक्ष्य
125	तीस्ता-III एचईपी यू5	जल विद्युत	सिक्किम	तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	200	लक्ष्य
126	तीस्ता-III एचईपी यू6	जल विद्युत	सिक्किम	तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	200	लक्ष्य
127	आधुनिक पावर एंड नेचुरल रिसोर्सेस लिमिटेड टीपीपी यू1	कोयला	झारखंड	आधुनिक पावर एंड नेचुरल रिसोर्सेस लिमिटेड	270	लक्ष्य
128	आधुनिक पावर एंड नेचुरल रिसोर्सेस लिमिटेड टीपीपी यू2	कोयला	झारखंड	आधुनिक पावर एंड नेचुरल रिसोर्सेस लिमिटेड	270	लक्ष्य
129	डेरंग टीपीपी यू1	कोयला	उड़ीसा	जिंदल इंडिया थर्मल पावर लिमिटेड	600	लक्ष्य
130	उत्कल (इंड बराथ एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड) टीपीपी यू1	कोयला	उड़ीसा	इंड बराथ पावर लिमिटेड (उत्कल) लिमिटेड	350	लक्ष्य
131	कामालंगा टीपीपी यू1	कोयला	उड़ीसा	जीएमआर एनर्जी	350	लक्ष्य
132	कामालंगा टीपीपी यू2	कोयला	उड़ीसा	जीएमआर एनर्जी	350	लक्ष्य
133	कामालंगा टीपीपी यू3	कोयला	उड़ीसा	जीएमआर एनर्जी	350	लक्ष्य
134	एस्टरलाइट टीपीपी यू4	कोयला	उड़ीसा	स्टरलाइट एनर्जी	600	लक्ष्य
135	डेरंग टीपीपी यू2	कोयला	उड़ीसा	जिंदल इंडिया थर्मल पावर लिमिटेड	600	बाह्य
136	हल्दिया टीपीपी यू1	कोयला	पश्चिम बंगाल	सीईएससी	300	लक्ष्य
137	हल्दिया टीपीपी यू2	कोयला	पश्चिम बंगाल	सीईएससी	300	लक्ष्य
	<b>उपजोड़(निजी क्षेत्र)</b>				<b>55,479.5</b>	
	<b>कुल(12वीं पंचवर्षीय योजना)</b>				<b>99,209.45</b>	

## अनुबंध 2.3

31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य से चले जाने वाली परियोजनाओं की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र. सं.	प्लांट का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता
	केंद्रीय क्षेत्र				
1	आरएपीपी यू 7 & 8	नाभिकीय	राजस्थान	एनपीसी	1400
2	पार्वती-II एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	200
3	पार्वती-II एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	200
4	पार्वती-II एचईपी यू3	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	200
5	पार्वती-II एचईपी यू4	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	200
6	किशन गंगा एचईपी यू1	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	110
7	किशन गंगा एचईपी यू2	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	110
8	किशन गंगा एचईपी यू3	जल विद्युत	जम्मू एंड कश्मीर	एनएचपीसी	110
9	तपोवन विष्णुगाड एचईपी यू1	जल विद्युत	उत्तराखंड	एनटीपीसी	130
10	तपोवन विष्णुगाड एचईपी यू2	जल विद्युत	उत्तराखंड	एनटीपीसी	130
11	तपोवन विष्णुगाड एचईपी यू3	जल विद्युत	उत्तराखंड	एनटीपीसी	130
12	तपोवन विष्णुगाड एचईपी यू4	जल विद्युत	उत्तराखंड	एनटीपीसी	130
13	केएपीपी यू-3,4	नाभिकीय	गुजरात	एनपीसी	1400
14	पीएफबीआर (कलपक्कम)	नाभिकीय	तमिलनाडु	एनपीसी	500
15	बाढ़ एसटीपीपी -I यू1	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	660
16	बाढ़ एसटीपीपी -I यू2	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	660
17	बाढ़ एसटीपीपी -I यू3	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	660
18	नबीनगर टीपीपी यू2	कोयला	बिहार	एनटीपीसी जेवी	250
19	नबीनगर टीपीपी यू3	कोयला	बिहार	एनटीपीसी जेवी	250
20	नबीनगर टीपीपी यू4	कोयला	बिहार	एनटीपीसी जेवी	250
21	बोगाईगांव टीपीपी यू3	कोयला	असम	एनटीपीसी	250
22	पारे एचईपी यू 1	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	55
23	पारे एचईपी यू2	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	55
24	कामेंग एचईपी यू1	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	150
25	कामेंग एचईपी यू2	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	150
26	कामेंग एचईपी यू3	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	150
27	कामेंग एचईपी यू4	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	150
28	सुबंसिरी लोवर एचईपी यू1	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	250
29	सुबंसिरी लोवर एचईपी यू2	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	250
30	सुबंसिरी लोवर एचईपी यू3	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	250

क्र. सं.	प्लांट का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता
31	सुबंसिरी लोवर एचईपी यू4	जल विद्युत	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	250
32	ठूरियल एचईपी यू1	जल विद्युत	मिजोरम	नीपको	30
33	ठूरियल एचईपी यू2	जल विद्युत	मिजोरम	नीपको	30
	<b>उपजोड़(केंद्रीय क्षेत्र)</b>				<b>9700</b>
<b>राज्य क्षेत्र</b>					
1	यूएचएल-III एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	बीवीपीसी	33.34
2	यूएचएल-III एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	बीवीपीसी	33.34
3	यूएचएल-III एचईपी यू3	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	बीवीपीसी	33.34
4	सवारा कुड्डु एचईपी	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	111
5	सैंज एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	50
6	सैंज एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	50
7	रायल सीमा टीपीपी यू6	कोयला	आंध्र प्रदेश	एपीजेनको	600
8	थोट्टियार एचईपी यू1	जल विद्युत	केरल	केएसईबी	30
9	थोट्टियार एचईपी यू2	जल विद्युत	केरल	केएसईबी	10
10	पल्लिवासल एचईपी यू1	जल विद्युत	केरल	केएसईबी	30
11	पल्लिवासल एचईपी यू2	जल विद्युत	केरल	केएसईबी	30
12	पुलिच्चिताला एचईपी यू2	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	30
13	पुलिच्चिताला एचईपी यू3	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	30
14	पुलिच्चिताला एचईपी यू4	जल विद्युत	तेलंगाना	टीएसजेनको	30
15	नामरुप सीसीजीटी	गैस	असम	एपीजीसीएल	37.75
16	न्यू उमटू एचईपी यू1	जल विद्युत	मेघालय	एमईईसीएल	20
17	न्यू उमटू एचईपी यू2	जल विद्युत	मेघालय	एमईईसीएल	20
	<b>उप जोड़ (राज्य क्षेत्र)</b>				<b>1178.75</b>
<b>निजी क्षेत्र</b>					
1	बारा टीपीपी यू3	कोयला	उत्तर प्रदेश	प्रयागराज पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड(जेपी ग्रुप)	660
2	टिडांग-I एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एन एस एल टिडांग पावर जेनरेशन लिमिटेड	50
3	टिडांग-II एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	एन एस एल टिडांग पावर जेनरेशन लिमिटेड	50
4	सोरांग एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	हिमाचल सोरांग पावर प्राइवेट लिमिटेड	50
5	सोरांग एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	हिमाचल सोरांग पावर प्राइवेट लिमिटेड	50
6	टंगनु रोमई -I एचईपी यू1	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	टंगनु रोमई पावर जेनरेशन लिमिटेड	22

क्र. सं.	प्लांट का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता
7	टंगनु रोमई -I एचईपी यू2	जल विद्युत	हिमाचल प्रदेश	टंगनु रोमई पावर जेनरेशनल लिमिटेड	22
8	सिंगोली भटवारी एचईपी यू1	जल विद्युत	उत्तराखंड	एल एंड टी उत्तरांचल हाइड्रो पावर लिमिटेड	33
9	सिंगोली भटवारी एचईपी यू2	जल विद्युत	उत्तराखंड	एल एंड टी उत्तरांचल हाइड्रो पावर लिमिटेड	33
10	सिंगोली भटवारी एचईपी यू3	जल विद्युत	उत्तराखंड	एल एंड टी उत्तरांचल हाइड्रो पावर लिमिटेड	33
11	फाटा ब्यूंग एचईपी यू1	जल विद्युत	उत्तराखंड	लैंको एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	38
12	फाटा ब्यूंग एचईपी यू2	जल विद्युत	उत्तराखंड	लैंको एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	38
13	लैंको अमरकंटक टीपीपी यू3	कोयला	छत्तीसगढ़	लैंको अमरकंटक प्राइवेट लिमिटेड	660
14	लैंको अमरकंटक टीपीपी यू4	कोयला	छत्तीसगढ़	लैंको अमरकंटक प्राइवेट लिमिटेड	660
15	उचपिंडा टीपीपी यू3	कोयला	छत्तीसगढ़	आर के एम पावर जेन प्राइवेट लिमिटेड	360
16	विंजकोटे (दार्मपुरा) टीपीपी यू1	कोयला	छत्तीसगढ़	एसकेएस इस्पात एंड पावर लिमिटेड	300
17	विंजकोटे (दार्मपुरा) टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	एसकेएस इस्पात एंड पावर लिमिटेड	300
18	विंजकोटे (दार्मपुरा) टीपीपी यू3	कोयला	छत्तीसगढ़	एसकेएस इस्पात एंड पावर लिमिटेड	300
19	अकलतारा (नरियारा) टीपीपी यू3	कोयला	छत्तीसगढ़	केएसके महानंदी पावर कंपनी लिमिटेड	600
20	बंदना विद्युत टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	बंदना विद्युत	135
21	एथेना सिंघातराई टीपीपी यू 1	कोयला	छत्तीसगढ़	एथेना छत्तीसगढ़ पावर लिमिटेड	600
22	न्यूपारा (टीआरएन एनर्जी) टीपीपी यू2	कोयला	छत्तीसगढ़	टीआरएन एनर्जी	300
23	इंडिया बुल्स-नाशिक टीपीपी फेज-I, यू3	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स रियलटेक लिमिटेड	270
24	इंडिया बुल्स-नाशिक टीपीपी फेज-I, यू4	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स रियलटेक लिमिटेड	270
25	इंडिया बुल्स-नाशिक टीपीपी फेज-I, यू5	कोयला	महाराष्ट्र	इंडिया बुल्स रियलटेक लिमिटेड	270
26	लैंको महानदी, विदर्भ टीपीपी यू1	कोयला	महाराष्ट्र	लैंको महानदी पावर प्राइवेट लिमिटेड	660
27	लैंको महानदी, विदर्भ टीपीपी यू2	कोयला	महाराष्ट्र	लैंको महानदी पावर प्राइवेट लिमिटेड	660
28	डी बी पावर टीपीपी, सिद्धी यू-1	कोयला	मध्य प्रदेश	डी बी पावर (मध्य प्रदेश) लिमिटेड	660

क्र. सं.	प्लांट का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता
29	महेश्वर एचईपी यू1	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
30	महेश्वर एचईपी यू2	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
31	महेश्वर एचईपी यू3	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
32	महेश्वर एचईपी यू4	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
33	महेश्वर एचईपी यू5	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
34	महेश्वर एचईपी यू6	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
35	महेश्वर एचईपी यू7	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
36	महेश्वर एचईपी यू8	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
37	महेश्वर एचईपी यू9	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
38	महेश्वर एचईपी यू10	जल विद्युत	मध्य प्रदेश	एसएमएचपीसीएल	40
39	थम्मिनपट्टणम टीपीपी यू3	कोयला	आंध्र प्रदेश	मीनाक्षी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड,	350
40	थम्मिनपट्टणम टीपीपी यू4	कोयला	आंध्र प्रदेश	मीनाक्षी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड,	350
41	भावनापड्डू टीपीपी यू1	कोयला	आंध्र प्रदेश	ईस्ट कोस्ट एनर्जी	660
42	भावनापड्डू टीपीपी यू2	कोयला	आंध्र प्रदेश	ईस्ट कोस्ट एनर्जी	660
43	इंड बराथटीपीपी यू1	कोयला	तमिलनाडु	इंड बराथ पावर (मद्रास) लिमिटेड	660
44	भास्मे एचईपी यू1	जल विद्युत	सिक्किम	गैती इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	17
45	भास्मे एचईपी यू2	जल विद्युत	सिक्किम	गैती इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	17
46	भास्मे एचईपी यू3	जल विद्युत	सिक्किम	गैती इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	17
47	रंजीत-IV एचईपी यू1	जल विद्युत	सिक्किम	जल पावर कॉर्पोरेशन लिमिटेड	40
48	रंजीत-IV एचईपी यू2	जल विद्युत	सिक्किम	जल पावर कॉर्पोरेशन लिमिटेड	40
49	रंजीत-IV एचईपी यू3	जल विद्युत	सिक्किम	जल पावर कॉर्पोरेशन लिमिटेड	40
50	तीस्ता-VI एचईपी यू1	जल विद्युत	सिक्किम	लैंको एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	125
51	तीस्ता-VI एचईपी यू2	जल विद्युत	सिक्किम	लैंको एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	125
52	तीस्ता-VI एचईपी यू3	जल विद्युत	सिक्किम	लैंको एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	125
53	तीस्ता-VI एचईपी यू4	जल विद्युत	सिक्किम	लैंको एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	125
54	माता श्री उषा टीपीपी फेज-I यू1	कोयला	झारखंड	कॉर्पोरेट पावर लिमिटेड	270
55	माता श्री उषा टीपीपी फेज-I यू2	कोयला	झारखंड	कॉर्पोरेट पावर लिमिटेड	270

क्र. सं.	प्लांट का नाम	ईंधन का प्रकार	राज्य	एजेंसी	क्षमता
56	उत्कल (इंड बराथ एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड) टीपीपी यू 2	कोयला	उड़ीसा	इंड बराथ पावर (उत्कल) लिमिटेड	350
57	लैंको बाबंथ्र धेनकनाल टीपीपी यू1	कोयला	उड़ीसा	लैंको	660
58	के.वी. के नीलांचल टीपीपी यू1	कोयला	उड़ीसा	के.वी. के नीलांचल पावर प्राइवेट लिमिटेड	350
	<b>उप जोड़ (निजी क्षेत्र)</b>				<b>13735</b>
	<b>कुल (12वीं पंचवर्षीय योजना)</b>				<b>24613.75</b>

## अनुबंध 2.4

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान दिनांक 31.03.2017 तक एलई और आर एंड एम कार्यक्रम की उपलब्धियों के विवरण

	टीपीएस का नाम	यूनिट संख्या	क्षमता (मेगावाट)	कंपनी / यूटिलिटी	क्षेत्र	उपलब्धि की तारीख
1. 2012-2013						
एलई	बठिंडा	3	110	पीएसपीसीएल	राज्य	05.08.2012
	कवास	जीटी-1ए	106	एनटीपीसी	केंद्रीय	21.01.2013
आर एंड एम	डीपीएल	6	110	डीपीएल	राज्य	07.05.2012
	पतरातू	10	110	एनटीपीसी	राज्य	24.05.2012
	अन्नापारा	1 से 3	3x210	यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	21.03.2013
	टांडा	2	110	एनटीपीसी	केंद्रीय	15.09.2012
उपजोड़		8 (यूनिट)	1176			
2. 2013-2014						
एलई	परीक्षा	2	110		राज्य	05.05.2013
	मुजफ्फरपुर	1	110		राज्य	05.07.2013
	कवास	जीटी-1बी	106	एनटीपीसी	केंद्रीय	28.08. 2013
	गंधार	जीटी – 3	131	एनटीपीसी	केंद्रीय	29.09.2013
	कवास	जीटी-2बी	106	एनटीपीसी	केंद्रीय	31.03.2014
आर एंड एम	काथलगुरी	जीटी-3	33.5	नीपको	केंद्रीय	31.03.2014
	काथलगुरी	जीटी-4	33.5	नीपको	केंद्रीय	31.03.2014
	काथलगुरी	जीटी-5	33.5	नीपको	केंद्रीय	31.03.2014
उपजोड़		8(यूनिट)	663.5			
3. 2014-2015						
एलई	बठिंडा	4	110	पीएसपीसीएल	राज्य	10.07.2014.
	मुजफ्फरपुर	2	110	बीएसपीजीसीएल	राज्य	30.09.2014
	औरैया	जीटी-1	111.19	एनटीपीसी	केंद्रीय	22.06. 2014
	गंधार	जीटी-1	131	एनटीपीसी	केंद्रीय	06.07.2014
	कवास	जीटी-2ए	106	एनटीपीसी	केंद्रीय	22.08.2014
	औरैया	जीटी-2	111.19	एनटीपीसी	केंद्रीय	28.10.2014
	औरैया	जीटी-3	111.19	एनटीपीसी	केंद्रीय	25.12.2014
	औरैया	जीटी-4	111.19	एनटीपीसी	केंद्रीय	02.03.2015
आर एंड एम	शून्य	-	-	-	-	-
उपजोड़		8 (यूनिट)	901.76			
4. 2015-2016						
एलई	हरदुआगंज	7	110	यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	01.05. 2015

	बंदेल	5	210	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	राज्य	21.09.2015
	गंधार	जीटी-2	131	एनटीपीसी	केंद्रीय	15.04.2015
आर एंड एम	सिंहाद्री	1	500	एनटीपीसी	केंद्रीय	31.03.2016
	सिंहाद्री	2	500	एनटीपीसी	केंद्रीय	31.03.2016
उपजोड़		5 (यूनिट)	1451			
5. 2016-2017						
एलई	ओबरा	10	200	यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	05.08.2012
	बरौनी	7	110	बीएसपीजीसीएल	राज्य	03.08.2016
	ओबरा	11	200	यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	31.12.2016
आर एंड एम	रामागुंडम	4	500	एनटीपीसी	केंद्रीय	मार्च 2017
	रामागुंडम	5	500	एनटीपीसी	केंद्रीय	मार्च 2017
	रामागुंडम	6	500	एनटीपीसी	केंद्रीय	मार्च 2017
	रिहंद एसटीपीएसी	1	500	एनटीपीसी	केंद्रीय	मार्च 2017
	रिहंद एसटीपीएसी	2	3010	एनटीपीसी	केंद्रीय	मार्च 2017
उपजोड़		8 (यूनिट)	1176			
सकल योग		37 (यूनिट)	7202.26			

---

**सारांश**

योजना	यूनिट की संख्या (क्षमता मेगावाट में)	केंद्रीय	राज्य
कुल एलई	21 (2641.76)	11 (1261.76)	10 (1380)
कुल आर एंड एम	16 (4560.50)	11 (3710.5)	05 (850)
सकल योग	37 (7202.26)	22 (4972.26)	15 (2230)

---

### अध्याय 3

#### मांग पक्ष प्रबंधन, ऊर्जा दक्षता और संरक्षण

#### 3.0 पृष्ठभूमि

मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) ऐसे ऊर्जा दक्षता उपायों में लागू किया जाता है, जो अंतिम प्रयोक्ता की ऊर्जा मांग को आशोधित करेगा अथवा घटा देगा। यह आधारभूत ढंग से युटिलिटी के कार्यक्रमों द्वारा प्रत्यक्ष अथवा अप्रत्यक्ष रूप से उत्पन्न मांग को प्रभावित करने के लिए इच्छित उपायों का चयन, उनकी आयोजना और कार्यान्वयन पर निर्भर करता है। डीएसएम को पारंपरिक रूप से विद्युत की सर्वाधिक मांग को घटाने के लिए एक साधन के रूप में माना जाता रहा है। अल्पावधि में डीएसएम कार्यक्रम ऊर्जा लागत में कमी के साथ-साथ नए वितरण नेटवर्कों को जोड़ने की आवश्यकता, इस प्रकार से कंपनियों के लिए विश्वसनीयता में वृद्धि को सुकर बनाता है और दीर्घावधि में यह नए पावर प्लांटों तथा पारेषण लाइनों के निर्माण के लिए विद्युत कंपनियों की आवश्यकताओं को सीमित करने में भी सहायक हो सकता है। उपभोक्ता रणनीति के रूप में डीएसएम कार्यक्रम अंतिम रूप से इस्तेमाल की जाने वाली प्रौद्योगिकियों की स्थापना और प्रयोग को प्रोत्साहित करते हैं, जिनमें तुलनात्मक रूप से ऊर्जा की खपत कम होती है, इस प्रकार उपभोक्ताओं के संपूर्ण बिजली बिल घट जाते हैं। ऊर्जा दक्ष प्रौद्योगिकियों में अपेक्षाकृत अधिक दक्ष प्रचालन विशेषताएं होती हैं, वे लंबे समय तक चलती हैं और इस प्रकार से उनकी प्रचालन और रखरखाव लागत घट जाती है। यह विशेष रूप से उन कार्यक्रमों के लिए सही है, जो उच्च दक्षता वाले ऊष्मायन, शीतलन और वातायन उपस्करों (एचवीएसी), ऊर्जा दक्ष लाइटिंग व्यवस्था, पंखों और मोटरों के इस्तेमाल को प्रोत्साहित करते हैं। डीएसएम कार्यक्रम उन्हें बाजार से पीक / महंगी विद्युत की खरीद को घटाने में सहायता कर सकते हैं, इस प्रकार से उनके प्रचालन की संपूर्ण लागत घट जाती है। घटे हुए अथवा परिवर्तित ऊर्जा इस्तेमाल के परिणामस्वरूप वायु प्रदूषण कम होगा, कार्बन उत्सर्जन कम होगा और इस प्रकार से ग्लोबल वार्मिंग से जुड़े संभावित पर्यावरणीय जोखिम भी कम होंगे।

#### 3.1 ऊर्जा संरक्षण अधिनियम और ऊर्जा दक्षता ब्यूरो की स्थापना

ऊर्जा बचत की अपार संभावनाओं को ध्यान में रखते हुए और देश भर में विभिन्न अंतिम प्रयोक्ताओं के स्तर पर ऊर्जा संरक्षण और ऊर्जा दक्षता के लिए एक अभियान शुरू करने के प्रयोजन से भारत सरकार ने ऊर्जा संरक्षण (ईसी) अधिनियम, 2001 का अधिनियमन किया जिससे कि हमारे ऊर्जा संसाधनों का स्थायी और अपेक्षाकृत अधिक दक्ष प्रबंधन सुनिश्चित किया गया। यह अधिनियम मार्च 2012 से लागू किया गया है। ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2000 के व्यापक उद्देश्य निम्नानुसार हैं :

- क) विनियमन, भागीदारी और लागत प्रभावी उपायों के जरिए ऊर्जा दक्षता को अपेक्षाकृत अधिक तेजी से अपनाने के लिए लोगों को प्रोत्साहित करना।
- ख) ऊर्जा दक्षता संबंधी पहलों में राज्यों और पणधारकों को शामिल करना
- ग) ऊर्जा कुशल उत्पादों, प्रौद्योगिकियों और पेशेवरों की मांग के लिए एक स्थायी वातावरण निर्मित करना।

सार्वभौमिक रूप से यह स्वीकार किया जाता है कि ऊर्जा दक्षता के लिए व्यापारिक कारण निवेश पर बेहतर लाभ, इनपुट लागत को घटाने, आर्थिक वृद्धि से उसे डिलिक करने और ऊर्जा निर्भरता के लिए बाध्य कर रहे हैं। इसके कुछ महत्वपूर्ण सह-लाभ भी हैं, जिनमें आर्थिक वृद्धि और रोजगार के अवसरों का सृजन शामिल हैं। ऐसे अनिवार्य प्रत्यक्ष लाभों के बावजूद भी ऐतिहासिक रूप से ऊर्जा दक्षता (ईई) को अपनाने की दर अवसरों की तुलना में पीछे छूट गई है। ऊर्जा दक्षता उपायों को अपनाने की दिशा में आए इस गतिरोध को नियामक और संवर्धनात्मक कार्यक्रमों के जरिए दूर करने के लिए वर्ष 2002 में ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) की स्थापना की गई, जिसका मिशन "भारतीय अर्थव्यवस्था की ऊर्जा तीव्रता को घटाने के प्राथमिक उद्देश्य के साथ ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के व्यापक ढांचे के अंतर्गत स्व विनियमन और बाजारीय सिद्धांतों पर जोर देते हुए नीतियों और रणनीतियों के विकास में सहायता प्रदान करना" है।

#### 3.2. 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि तक ऊर्जा दक्षता उपायों और उपलब्धियों का मूल्यांकन

वर्ष 2001 में भारत की ऊर्जा तीव्रता 0.175 केजीओई/रुपए (तेल समतुल्य के किलोग्राम/रुपए) थी और यह वर्ष 2013 में घटकर 0.0131 केजीओई/रुपए हो गया। यह वर्ष दर वर्ष आधार पर लगाए गए एक अनुमान के आधार पर इतनी अवधि के

दौरान कुल प्राथमिक ऊर्जा आपूर्ति (टीपीईएस) के लगभग 258 एमटीओई (तेल समतुल्य के मिलियन टन) की बचत के बराबर है। वर्ष दर वर्ष आधार पर ऊर्जा बचत (टीपीईएस के संदर्भ में) के क्षेत्र में वर्ष 2001-2013 के दौरान बढ़ते हुए रुझान देखे गए हैं जो मुख्य रूप से निम्नलिखित दो घटकों के कारण संभव हुआ है :

- ऊर्जा दक्षता पहलों
- आर्थिक कार्यकलापों, उत्पादों और ऊर्जा मिश्रण आदि की तरफ ढांचागत रुझान (परिवर्तन)

विद्युत मंत्रालय के तत्वावधान में बीईई को वर्ष 2010 में उन्नत ऊर्जा दक्षता के लिए राष्ट्रीय मिशन (एनएमईईई) के कार्यान्वयन का दायित्व भी सौंपा गया। चार प्रमुख हस्तक्षेप वाले क्षेत्रों में बीईई द्वारा शुरू की गई विभिन्न ऊर्जा दक्षता पहलों के विवरण **तालिका 3.1** में दिए गए हैं

**तालिका 3.1**  
**बीईई द्वारा शुरू की गई ऊर्जा दक्षता पहलें**

नियामक	बाजार परिवर्तक
<ul style="list-style-type: none"> <li>• चुनिंदा उपकरणों और उपस्करों के लिए अनिवार्य मानक और लेबलिंग (एस एंड एल)</li> <li>• ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी)</li> <li>• निष्पादन करें - प्राप्त करें - व्यापार करें (पीएटी) योजना के जरिए बड़े उद्योगों के लिए ऊर्जा उपयोग संबंधी शर्तें</li> <li>• ऊर्जा दक्षता पेशेवरों (ऊर्जा लेखापरीक्षकों और ऊर्जा प्रबंधकों) का प्रमाणन</li> <li>• यात्री कारों के लिए ईंधन दक्षता शर्तें</li> <li>• बड़े उद्योगों के लिए अनिवार्य ऊर्जा दक्षता लेखापरीक्षा</li> <li>• राज्य स्तरीय विनियम (उपकरण, भवन और उद्योग क्षेत्र)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• पीक मांग को घटाने के लिए कृषि और नगरपालिका क्षेत्रों में ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देना : एजीडीएसएम, एमयूडीएसएम और एसएमई कार्यक्रमों में विकल्पों की पहचान</li> <li>• ऊर्जा दक्षता और नई प्रौद्योगिकियां तैयार करना और उन्हें बढ़ावा देना : सीएफएल, एलईडी, अपशिष्ट ऊष्मा रिकवरी, ट्राई जेनरेशन आदि।</li> <li>• ऊर्जा दक्ष उपकरणों के इस्तेमाल को बढ़ावा देना और उसे सुकर बनाना : सार्वजनिक खरीद</li> <li>• ऊर्जा दक्ष प्रौद्योगिकियों को अपनाने में बड़े उद्योगों का बाजार की दृष्टि से कायाकल्प : पीएटी योजना में ऊर्जा बचत प्रमाणपत्र</li> <li>• डीएसएम उपायों के कार्यान्वयन के लिए वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) का क्षमता निर्माण</li> <li>• ऊर्जा दक्षता और संरक्षण पर जागरूकता पैदा करना और सूचना का प्रचार-प्रसार करना : उपभोक्ता जागरूकता कार्यक्रम।</li> <li>• सीडीएम मार्ग के जरिए बचत लैंप योजना के तहत नवाचारी वित्तपोषण के माध्यम से सीएफएल के इस्तेमाल को बढ़ावा देना।</li> <li>• घरेलू दक्ष लाइटिंग व्यवस्था के जरिए नवाचारी वित्तपोषण के माध्यम से एलईडी के इस्तेमाल को बढ़ावा देना।</li> <li>• अंतर्राष्ट्रीय मान्यता के तहत रंगीन टीवी में अत्यधिक दक्ष उपकरणों के परिनियोजन (एसईएडी) को बढ़ावा देना : स्वच्छ ऊर्जा मंत्रालय समूह के तहत एक प्रमुख कार्यक्रम</li> <li>• अंतर्राष्ट्रीय सहयोग</li> </ul>
राजकोषीय उपाय	वित्तीय पहलें
<ul style="list-style-type: none"> <li>• आंशिक जोखिम गारंटी निधि (पीआरजीएफ) और उद्यम पूंजी निधि (वीसीएफ) का सृजन</li> <li>• राज्य ऊर्जा संरक्षण निधियों (एसईसीएफ) का सृजन</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• प्रायोगिक परियोजनाओं और प्रदर्शन परियोजनाओं को तैयार करना और उनके कार्यान्वयन को सुकर बनाना: राज्यों में एजीडीएसएम, डब्ल्यूएचआर परियोजनाएं, एलईडी स्ट्रीट लाइटिंग, एलईडी ग्राम अभियान</li> <li>• ऊर्जा दक्ष उपकरणों के परीक्षण के लिए प्रयोगशाला सुविधाओं का विस्तार : प्रयोगशाला क्षमता निर्माण कार्यक्रम</li> <li>• अत्यधिक दक्ष उपस्कर कार्यक्रम (एसईईपी) में विनिर्माताओं के लिए प्रोत्साहनों का प्रावधान।</li> </ul>

प्रयोक्ता के स्तर पर वर्ष 2001-2013 के दौरान देश की संचयी ऊर्जा खपत 7715 एमटीओई थी। ऐसा अनुमान है कि वर्ष 2001-2013 के दौरान ऊर्जा दक्षता उपायों के कारण 215 एमटीओई (अर्थात् कुल खपत का 2.8%) ऊर्जा की बचत की गई। इसमें से लगभग 23% बचत बीईई के प्रत्यक्ष हस्तक्षेप और पहलों के परिणामस्वरूप संभव हुई है। बीईई की योजनाओं/कार्यक्रमों के परिणामस्वरूप वर्ष 2001-2013 के दौरान कुल मिलाकर लगभग 49.1 एमटीओई ऊर्जा की बचत की गई। बीईई की गणना के अनुसार वर्ष 2006-2014 के अनुसार 36,323 मेगावाट की क्षमता बचत का लक्ष्य हासिल किया गया। राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार (एनईसीए) योजना, जिसे विद्युत मंत्रालय द्वारा 1999 में शुरू किया गया था, के परिणामस्वरूप भी प्रतिभागी उद्योगों द्वारा ऊर्जा की बचत की गई है।

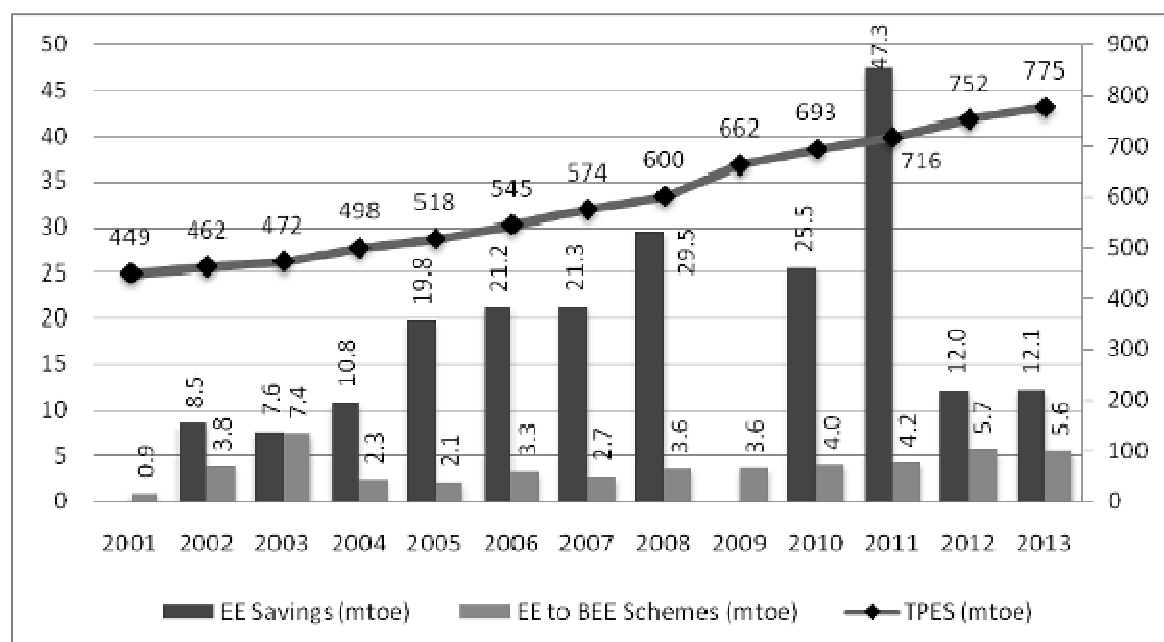
ऊर्जा दक्षता उपायों के फलस्वरूप कुल ऊर्जा खपत और ऊर्जा की बचत नीचे प्रदर्श चार्ट 3.1 के माध्यम से दर्शाई गई है।

प्रदर्श चार्ट 3.1

आधार वर्ष: 2001

कुल संचयी खात : 7715 एमटीओई

ऊर्जा दक्षता उपायों के कारण अनुमानित बचत : 215 एमटीओई (कुल खात का 2.8%)



प्रदर्श चार्ट 3.1 से यह स्पष्ट है कि बीईई की योजनाओं के फलस्वरूप की गई बचत वर्ष 2007 के पश्चात प्रशंसनीय रही है, क्योंकि उस समय कई योजनाएं लागू की गई थीं। अतिरिक्त क्षमता अभिवृद्धि के बचत के संदर्भ में बीईई केंद्र सरकार द्वारा इसे सौंपे गए लक्ष्य से हमेशा आगे रहा है। यद्यपि सभी योजनाओं द्वारा योजनावार लक्षित बचत हासिल नहीं की गई है, परंतु कुल बचत प्रशंसनीय एवं उल्लेखनीय है। यह पाया गया है कि बीईई की योजनाओं का अधिकतम एवं प्रत्यक्ष प्रभाव आवासीय क्षेत्र पर पड़ा है, क्योंकि 77% बचत मानक और लेवलिंग कार्यक्रम के फलस्वरूप की गई, जो मुख्य रूप से घरेलू उपकरणों के लिए लागू होता है तथापि बीईई के प्रयासों का प्रभाव ऐसे उपभोक्ताओं पर भी काफी पड़ा है, जो जागरूकता बढ़ने के कारण स्वैच्छिक रूप से ऊर्जा बचत के लिए प्रेरित हुए हैं।

### 3.2.1 ऊर्जा दक्षता उपायों द्वारा मांग घटाने संबंधी उपलब्धियां

ऐसा पाया गया है कि बीईई द्वारा रिपोर्ट किए गए लाभ मुख्य रूप से एक अथवा दो योजनाओं अर्थात् उपकरण और उद्योग कार्यक्रमों पर केंद्रित रहे हैं (जैसा कि तालिका 3.2 में दर्शाया गया है)। अतः अन्य योजनाओं में भी भारी संभावनाएं हैं और विभिन्न प्रकार के अंतिम प्रयोक्ताओं और विभिन्न चरणों पर ऊर्जा सक्षमता के लिए काफी अवसर दिखाई देते हैं।

### तालिका 3.2

वर्ष 2006-2014 के दौरान योजना वार बचत

क्र. सं.	योजना	उत्पादन बचत (मेगावाट)
1	मानक और लेबलिंग	29,771
2	भवन (ईसीबीसी)	14.2
3	बचत लैंप योजना	427
4	राज्य पदनामित एजेंसी का सुदृढीकरण	1,065
5	पदनामित उपभोक्ता और लघु और मध्यम उद्यम	2.1
6	कृषि डीएसएम (एजीडीएसएम) और नगरपालिका डीएसएम (एमयूडीएसएम)	0.70
7	राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार	5,043
	<b>कुल</b>	<b>36,323</b>

**3.3 ऊर्जा बचत के पूर्वानुमान और बचाई गई पीक ऊर्जा**

वर्ष 2017-22 और 2022-27 के लिए उपयोगिता और गैर उपयोगिता हेतु ऊर्जा बचत के पूर्वानुमान और बचाई गई ऊर्जा के ब्यौरे तालिका 3.3 (क) से तालिका 3.3 (घ) में दर्शाए गए हैं

**तालिका 3.3 (क)****2017-22 के दौरान ऊर्जा बचत के पूर्वानुमान**

विवरण	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
बचत यूटिलिटी वार (बीयू)	123	156	176	190	206
बचत गैर यूटिलिटी वार (बीयू)	17	25	31	38	43
कुल (बिलियन यूनिट)	140	181	207	228	249

**तालिका 3.3 (ख)****2017-22 के दौरान बचाई गई पीक ऊर्जा का पूर्वानुमान**

विवरण	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
बचत यूटिलिटी वार (एम डब्ल्यू)	7333	7936	8319	8864	9436
बचत गैर यूटिलिटी वार (एमडब्ल्यू)	361	474	519	568	619
बचाई गई पीक ऊर्जा (एमडब्ल्यू)	7693	8411	8838	9432	10055

**तालिका 3.3 (ग)****2022-27 के दौरान ऊर्जा बचत के पूर्वानुमान**

विवरण	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
बचत यूटिलिटी वार (बीयू)	217	230	244	257	273
बचत गैर यूटिलिटी वार (बीयू)	47	51	55	60	64
कुल (बिलियन यूनिट)	264	281	299	317	337

**तालिका 3.3 (घ)****2022-27 के दौरान बचाई गई पीक ऊर्जा का पूर्वानुमान**

विवरण	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
बचत यूटिलिटी वार (एम डब्ल्यू)	9900	10450	11037	11659	12324
बचत गैर यूटिलिटी वार (एमडब्ल्यू)	668	720	774	835	900
बचाई गई पीक ऊर्जा (एमडब्ल्यू)	10569	11169	11811	12494	13225

**3.4. वर्ष 2017-22 और 2022-27 के लिए मांग पत्र प्रबंधन और ऊर्जा दक्षता के लक्ष्य**

बीईई ने अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों द्वारा ऊर्जा दक्षता कार्यक्रमों को व्यापक स्तर पर अपनाने के लिए श्रेणीकृत ढंग से निम्नलिखित पहले शुरू की हैं :

- पहले से जारी कार्यक्रमों के कार्यक्षेत्र का विस्तार
- नए कार्यक्रमों और मिशनों का शुभारंभ
- त्वरित बाजार कायाकल्प
- ऊर्जा दक्ष उत्पादों, सेवाओं की लागत प्रभावशीलता और ज्ञान
- अनिवार्य कार्यक्रम और उनका प्रवर्तन

- 
- समाज के सभी वर्गों द्वारा ऊर्जा दक्षता कार्यक्रमों में समावेशी भागीदारी वर्ष 2017-22 के लिए मांग पक्ष प्रबंधन के विभिन्न कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के जरिए ऊर्जा मांग को घटाने के लिए पूर्वानुमान तालिका 3.4 में दिए गए हैं
-

## तालिका 3.4

वर्ष 2017-22 के दौरान ऊर्जा मांग को घटाने के लिए पूर्वानुमान

कार्यक्रम	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
एस एंड एल (बीयू)	56.49	60.33	64.43	8.81	73.49
भवन (बीयू)	6.52	8.04	9.64	6.25	6.56
कृषि (बीयू)	0	2.7	3.6	4.59	5.63
उद्योग (पीएटी योजना) (बीयू)	29.7	49.17	61.33	78.11	90.37
राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार (एनईसीए) (बीयू)	13.8	14.2	15.2	16.3	17.4
एलईडी घरेलू लाइटिंग (बीयू)	28.87	39.375	42.5	43.6	45.3
एलईडी स्ट्रीट लाइटिंग (बीयू)	5.2	7.6	9.7	9.9	10.3
कुल (बिलियन युनिट )	<b>140.5</b>	<b>181.4</b>	<b>206.4</b>	<b>227.5</b>	<b>249.0</b>
बचत (एमटीओई)	35.14	45.36	51.61	56.89	62.27
बचाई गई पीक ऊर्जा (मेगावाट)	7,693	8,411	8,838	9,432	10,055
एसडब्ल्यूएचएस के इंस्टालेशन के कारण बचाई गई पीक ऊर्जा (मेगावाट) *	800	800	800	800	800
जीडीपी (बिलियन रुपए)	81,138	86,798	92,852	99,328	1,06,256
बचत / जीडीपी (केजीओई / रुपए जीडीपी)	0.00043	0.00052	0.00056	0.00057	0.00059
ऊर्जा तीव्रता (बीएयू) - (केजीटीओई / रुपए जीडीपी)	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011
ऊर्जा तीव्रता में कमी (%)	<b>3.58%</b>	<b>4.73%</b>	<b>5.09%</b>	<b>5.18%</b>	<b>5.36%</b>

\*एमएनआरई द्वारा प्रस्तुत सोलर वाटर हीटर प्रणाली (एसडब्ल्यूएचएस) के पूर्वानुमान

वर्ष 2022-2027 की अवधि के लिए मांग पक्ष प्रबंधन के तहत विभिन्न कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के जरिए ऊर्जा मांग में कमी होने के पूर्वानुमान तालिका 3.5 में दिए गए हैं

**तालिका 3.5**  
**वर्ष 2022-2027 की अवधि के लिए ऊर्जा मांग में कमी के पूर्वानुमान**

कार्यक्रम	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
एस एंड एल (बीयू)	78.49	83.82	89.52	95.61	102.11
भवन (बीयू)	6.89	7.23	7.59	7.97	8.36
कृषि (बीयू)	2.93	2.03	1.04	0	0
उद्योग (पीएटी योजना) (बीयू)	98.9	107.7	116.7	126.0	136.1
राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार (एनईसीए) (बीयू)	18.6	19.9	21.3	22.8	24.4
एलईडी घरेलू लाइटिंग (बीयू)	47.4	49.3	51.0	52.6	54.1
एलईडी स्ट्रीट लाइटिंग (बीयू)	10.8	11.2	11.5	11.8	12.0
<b>कुल (बिलियन युनिट )</b>	<b>263.92</b>	<b>281.16</b>	<b>298.74</b>	<b>316.74</b>	<b>337.12</b>
बचत (एमटीओई)	65.98	70.29	74.68	79.19	84.28
बचाई गई पीक ऊर्जा (मेगावाट)	10569	11169	11811	12494	13225
जीडीपी (बिलियन रुपए)	113667	121595	130076	139149	148854
बचत / जीडीपी (केजीओई / रुपए जीडीपी)	0.00058	0.00058	0.00057	0.00057	0.00057
ऊर्जा तीव्रता (बीएयू) - (केजीटीओई / रुपए जीडीपी)	0.010	0.010	0.010	0.010	0.009
<b>ऊर्जा तीव्रता में कमी (%)</b>	<b>5.80%</b>	<b>5.80%</b>	<b>5.70%</b>	<b>5.70%</b>	<b>6.33%</b>

वर्ष 2017-18 से 2026-27 के लिए राज्यवार ऊर्जा बचत (बीयू) के लक्ष्य अनुबंध 3.1 में दिए गए हैं।

### 3.5 लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए किए गए उपाय

#### 3.5.1 उपकरणों के लिए मानक और लेबलिंग, बिलिंग कोड और ऊर्जा दक्षता अनुसंधान केंद्र

##### 3.5.1.1 मानक और लेबलिंग (एस एंड एल) कार्यक्रम

##### (i) अनिवार्य और स्वैच्छिक कार्यक्रमों में विनिर्माताओं की अपेक्षाकृत अधिक भागीदारी सुनिश्चित करना

- उपभोक्ता जागरूकता और क्रय नीति से उसे लिंक कर स्टार लेबल युक्त उत्पादों के लिए बाजार मांग सृजित करना।
- वेब पोर्टल के अपग्रेडेशन और सहायता डेस्क जैसी सुविधाओं को सुदृढ़ कर बीईई द्वारा आवेदन प्रक्रिया को सुकर बनाना।

##### (ii) कार्यक्रमों का विस्तार

- वर्ष 2017 तक 28 उपकरणों को शामिल किया जाना है। यद्यपि इन 28 उपकरणों में से 7 उपकरण अनिवार्य होंगे।

##### (iii) कार्यक्रमों में गंभीरता लाना

- कम से कम तीन उत्पादों के लिए स्वैच्छिक के बजाय अनिवार्य जोन के रूप में परिवर्तित करना।
- अपग्रेडेशन/वातानुकूलन मशीनों, रेफ्रिजरेटर, वितरण ट्रांसफॉर्मर, इंडक्शन कुकर, रंगीन टीवी आदि के मानकों (शर्तों) का अपग्रेडेशन/उन्हें कठोर बनाना।

**(iv) परिवहन क्षेत्र के लिए मानक और लेबलिंग (एस एंड एल)**

- भारत में कुल 13.3 मीलियन यात्री कारें (वर्ष 2010-11) हैं, जो लगभग 9 एमटीओई की खपत करती हैं। देश में नई यात्री कारों की वार्षिक औसत बिक्री लगभग 1.1 मीलियन है। यात्री कारों के लिए ऊर्जा खपत संबंधी मानक अधिसूचित कर दिए गए हैं और पहले चरण के लिए वर्ष 2017-18 तथा दूसरे चरण के लिए वर्ष 2022-23 के लिए ये मानक लागू होंगे। वर्ष 2025 तक ऊर्जा बचत का लक्ष्य 22.97 एमटीओई है।

**3.5.1.2 ऊर्जा संरक्षण बिल्डिंग कोड**

- (i) सभी नए वाणिज्यिक भवनों में से 75% भवनों को ईसीबीसी मानकों के अनुरूप बनाया जाना है और रिट्रोफिट के जरिए उनकी ऊर्जा खपत घटाने के लिए मौजूदा वाणिज्यिक भवनों में से 20% भवनों के लिए इन मानकों को लागू किया जाना है।
- (ii) इन लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए बहुत से कार्यकलापों का प्रस्ताव दिया गया है जैसे ईसीबीसी के कार्यान्वयन के लिए मानकों को अपनाना और उन्हें सुकर बनाना, भवन संबंधी संघटकों के लिए परीक्षण मानकों का विकास, भवन निर्माण सामग्री, परीक्षण प्रयोगशालाओं के सृजन के लिए सहायता। परीक्षण और अधिप्रमाणन कार्यक्रम के जरिए ईसीबीसी पेशेवरों का क्षमता निर्माण और उनके एक संवर्ग का सृजन, विभिन्न पणधारकों के लिए प्रशिक्षण और क्षमता निर्माण कार्यक्रम।
- (iii) ऊर्जा दक्ष बहुमंजिला आवासीय इमारतों का डिजाइन किस प्रकार तैयार किया जाए, इसके बारे में व्यापक सूचना उपलब्ध कराने के उद्देश्य से 'ऊर्जा दक्ष बहुमंजिला आवासीय इमारतों' के लिए डिजाइन संबंधी दिशानिर्देश विकसित करना। इसके अलावा रिट्रोफीटिंग के जरिए मौजूदा भवनों की ऊर्जा दक्षता में सुधार और वाणिज्यिक भवनों की स्टार लेबलिंग जैसे प्रयास जारी रहेंगे।

### 3.5.2 मांग पक्ष प्रबंधन (कृषि, नगरपालिका, एसएमई और विद्युत वितरण कंपनियां (डिस्कॉम) तथा सौर जल उष्मन प्रणालियां)

#### 3.5.2.1 कृषि डीएसएम (एजीडीएसएम)

- (i) वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) द्वारा नए कनेक्शनों के लिए बीईई के स्टार लेबल युक्त पंपिंग सेटों के इस्तेमाल को अनिवार्य बनाने के लिए नियामक तंत्र।
- (ii) 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान तैयार की गई विस्तृत परियोजना रिपोर्टों (डीपीआर) के कार्यान्वयन को सुकर बनाना और निगरानी तथा सत्यापन प्रोटोकॉल की स्थापना करना।
- (iii) सभी पणधारकों को तकनीकी सहायता और उनका क्षमता विकास।
- (iv) ग्रामीण लोक स्वास्थ्य और पेयजल प्रणालियों में पंपिंग दक्षता बढ़ाने के लिए डेमो परियोजनाएं।
- (v) ऊर्जा दक्ष पंपिंग सेटों को बढ़ावा देने के लिए किसानों को वित्तीय सहायता प्रदान करने और ग्रामीण पेयजल पंपिंग प्रणालियों की दक्षता में सुधार करने के लिए प्रदर्श परियोजनाओं के कार्यान्वयन हेतु चयन संबंधी मानदंडों के अनुसार लाभार्थी राज्यों का चयन।

#### 3.5.2.2 नगर पालिका डीएसएम (एमयूडीएसएम)

- (i) शहरी स्थानीय निकायों के ऊर्जा संरक्षण प्रकोष्ठ (सेल) का तकनीकी और प्रबंधकीय क्षमता निर्माण।
- (ii) कुछ शहरी स्थानीय निकायों (यूएलबी) में 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान तैयार की गई चुनिंदा डीपीआर के कार्यान्वयन के जरिए ऊर्जा बचत के लक्ष्य को प्राप्त करना।
- (iii) ज्ञान हस्तांतरण के जरिए प्रतिकृति के रूप में कार्यान्वयन के लिए अन्य यूएलबी को सहायता प्रदान करना।
- (iv) ऊर्जा दक्षता के क्षेत्र में बाजार को कायाकल्प करने के लिए विभिन्न पणधारकों को शामिल करना।
- (v) संस्थागत व्यवस्थाएं करने के लिए राजकीय शहरी विकास विभागों को सुकर बनाना, जिनके जरिए परियोजना का कार्यान्वयन किया जा सके।
- (vi) शहरी विकास विभाग, यूएलबी, एसडीए, ईएससीओ और ऊर्जा लेखापरीक्षा एजेंसियों जैसे विभिन्न पणधारकों की भागीदारी से विभिन्न राज्यों में एक दिवसीय विचार-विमर्श बैठक सह कार्यशालाओं का आयोजन करना। प्रदर्श परियोजनाओं के कार्यान्वयन के लिए यूएलबी के चयन और राज्य स्तरीय संचालन समिति गठित करने के लिए इन राज्यों ने गतिविधियां शुरू कर दी हैं।

#### 3.5.2.3 लघु, मध्यम उद्यम (एसएमई)

एसएमई क्षेत्र भारतीय अर्थव्यवस्था का एक महत्वपूर्ण घटक है, जो सकल घरेलू उत्पाद (जीडीपी), विनिर्माण आउटपुट और निर्यात में उल्लेखनीय योगदान दे रहा है। इसी प्रकार यह क्षेत्र ऊर्जा खपत में भी एक उल्लेखनीय भूमिका अदा करता है, जो पूरे औद्योगिक क्षेत्र की कुल ऊर्जा खपत के लगभग 25% ऊर्जा की खपत करता है। बीईई सघन ऊर्जा खपत करने वाले विनिर्माण क्षेत्र के एसएमई में प्रयुक्त ऊर्जा को 6% तक कम करने के लिए अब एसएमई क्षेत्र के लिए लक्ष्य बना रहा है, जो 1.75 एमटीओई के समतुल्य है। मांग पक्ष प्रबंधन से जुड़े कार्यकलापों के कारण एसएमई क्षेत्र की मांग घट जाएगी और उनका लाभ मार्जिन बढ़ जाएगा तथा इस क्षेत्र का बेहतर प्रबंधन संभव हो सकेगा। निर्धारित लक्ष्य को नवाचारी व्यापार मॉडल और वित्तीय लिखत (जैसे उद्यम पूंजी निधि/रिवॉल्विंग फंड, आंशिक जोखिम गारंटी निधि) लागू कर हासिल किया जाएगा, इनके विवरण नीचे दिए गए हैं :

- (i) डीपीआर के कार्यान्वयन को सुकर बनाकर ऊर्जा दक्षता और प्रौद्योगिकी अपग्रेडेशन के लिए क्षेत्र विशेष पर आधारित पहल।
- (ii) अखिल भारतीय आधार पर लक्षित एसएमई क्षेत्र की ऊर्जा मैपिंग।
- (iii) एसएमई में ऊर्जा दक्ष (ईई) प्रौद्योगिकियों को अपनाने के लिए नवाचारी वित्तीय योजनाएं लागू करना।
- (iv) तकनीकी सहायता और क्षमता निर्माण।
- (v) एसएमई उत्पाद लेबलिंग संवर्धन योजना।

#### 3.5.2.4 वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) का क्षमता निर्माण

ऊर्जा दक्षता ब्यूरो ने वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के क्षमता निर्माण के लिए एक कार्यक्रम शुरू किया है। यह कार्यक्रम मांग पक्ष प्रबंधन के लिए वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) द्वारा प्रबंधित कार्यकलापों के साथ ऊर्जा दक्षता संबंधी कार्यकलापों के एकीकरण में सहायक होगा। इसके अलावा यह कार्यक्रम वितरण कंपनियों के क्षमता निर्माण और उनके संगत राज्यों में डीएसएम को बढ़ावा देने के लिए विभिन्न तंत्रों के विकास में भी सहायक होगा। इस कार्यक्रम के तहत भागीदारी के लिए 34 वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) का चयन किया गया है। इस कार्यक्रम के तहत बीईई और वितरण कंपनियों द्वारा निम्नलिखित गतिविधियां संचालित की जाएंगी :

- 1) चयनित वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) द्वारा डीएसएम सेल की स्थापना।
- 2) प्रशिक्षकों के लिए प्रशिक्षण (टीओटी) कार्यक्रम के तहत डिस्कॉम के अधिकारियों में से लगभग 500 मास्टर प्रशिक्षक तैयार करना।
- 3) क्षमता निर्माण कार्यशालाओं के अंतर्गत वितरण कंपनियों के 4000-5000 सर्किल स्तर के अधिकारियों को प्रशिक्षित करना
- 4) अपने अपने क्षेत्रों में डीएसएम संबंधी उपायों के कार्यान्वयन के लिए वितरण कंपनियों को सुकर बनाने हेतु उन्हें जनशक्ति सहायता प्रदान करना।
- 5) भार सर्वेक्षण, भार अनुसंधान, भार रणनीतियों आदि और डीएसएम कार्य योजनाएं तैयार करने के लिए वितरण कंपनियों को परामर्श सहायता प्रदान करना।
- 6) नियामक द्वारा डीएसएम विनियमों को अपनाना।
- 7) बहुवर्षीय टैरिफ (एमवाईटी) के साथ-साथ डीएसएम योजना तैयार करना।
- 8) डीएसएम कार्य योजना का कार्यान्वयन।
- 9) निगरानी और सत्यापन तथा राज्य विद्युत नियामक आयोग (एसईआरसी) को रिपोर्टिंग।

### 3.5.2.5 सौर जल उष्मन प्रणालियों (एसडब्ल्यूएचएस) की स्थापना

सौर जल उष्मन अब एक परिपक्व प्रौद्योगिकी बन गई है। सौर जल उष्मन प्रणालियों के बड़े पैमाने पर सदुपयोग से घरों, उद्योगों और वाणिज्यिक तथा संस्थागत स्थापनाओं में जल उष्मन के लिए प्रयुक्त पारंपरिक ऊर्जा की खपत घटायी जा सकती है। 100-300 लीटर क्षमता वाले सौर जल उष्मक घरेलू अनुप्रयोग के लिए उपयुक्त हैं और अपेक्षाकृत अधिक क्षमता वाली उष्मन प्रणालियों का इस्तेमाल रेस्टोरेंट, अतिथिगृहों, होटलों, अस्पतालों, उद्योगों आदि के लिए किया जा सकता है। 2 वर्गमीटर क्षेत्रफल वाली एक जल उष्मन प्रणाली 2 किलोवाट भार वाले इलेक्ट्रिक गीजर को प्रतिस्थापित कर सकती है। नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) ने सूचित किया है कि वर्ष 2016-17 से 2020-21 के दौरान देश भर में कुल 8 लाख वर्गमीटर क्षेत्रफल वाली सौर जल उष्मन प्रणालियों की देश भर में हर वर्ष स्थापना का पूर्वानुमान है। इन सौर जल उष्मन प्रणालियों में देश भर का वार्षिक पीक लोड 800 मेगावाट तक घटाने की क्षमता मौजूद है।

### 3.5.3 संस्थागत तंत्र : राज्य नामित एजेंसियों (एसडीए) का सुदृढीकरण

यह भली-भांति ज्ञात है कि विभिन्न राज्यों में राज्य नामित एजेंसियों (एसडीए) को राज्य स्तर पर चलायी जा रही ऊर्जा दक्षता पहलों को आगे बढ़ाने के संदर्भ में एक अत्यंत महत्वपूर्ण भूमिका अदा करने की आवश्यकता है। एसडीए कार्यक्रम का जोर सभी राज्यों की 35 एसडीए के सुदृढीकरण पर आधारित है, जो बीईई और एसडीए द्वारा स्वयं शुरू किए गए विभिन्न ऊर्जा दक्षता (ईई) और ऊर्जा संरक्षण (ईसी) कार्यक्रमों और कार्यकलापों के कार्यान्वयन में उन्हें समर्थ बनाएंगे।

इन गतिविधियों में क्षेत्र विशेष पर आधारित पहलें शामिल हैं जैसे कि नगरपालिका (पेयजल और सीवेज उपचार), कृषि क्षेत्र (पंपिंग), स्ट्रीट लाइटिंग, वाणिज्यिक भवन, सरकारी भवन और प्रदर्श परियोजनाओं सहित एसएमई में अपशिष्ट उष्मा की रिकवरी आदि। एसडीए की निम्नलिखित पहलों के लिए सहायता प्रदान करने का प्रस्ताव है, जो एसडीए की क्षमताओं को सुदृढ बनाने और अपने संगत राज्यों में ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने के लिए विभिन्न परियोजनाओं और कार्यक्रमों के संचालन में सहायता प्रदान करेंगे:

- (i) एसडीए द्वारा राज्यवार क्षेत्र विशिष्ट ऊर्जा बचत योजना के कार्यान्वयन के लिए सहायता

- 
- (ii) ऊर्जा लेखापरीक्षकों, ऊर्जा प्रबंधकों और ईएससीओ जैसे ऊर्जा दक्षता पेशेवरों के साथ एसडीए की निरंतर सहभागिता।
  - (iii) सर्वाधिक उन्नत ऊर्जा दक्षता प्रौद्योगिकी की प्रभावशीलता के प्रदर्शन और राज्यों के अन्य भागों में परियोजना की प्रतिकृति लागू करने के लिए राज्य सरकारों को प्रेरित करने हेतु विभिन्न राज्यों में मोस्ट एडवांस्ड ऊर्जा दक्षता (ईई प्रदर्शन परियोजनाओं का कार्यान्वयन)।
  - (iv) गांवों में एलईडी ग्राम अभियान शुरू करना और राज्य सरकारों को राज्यों के अन्य भागों में परियोजना की प्रतिकृति लागू करने के लिए प्रेरित करना।
  - (v) एसडीए को तकनीकी सहायता प्रदान करना।
  - (vi) राज्यों में ऊर्जा दक्षता पर जागरूकता पैदा करना/उसका प्रचार-प्रसार करना।
  - (vii) सभी पणधारकों के लिए कार्यशालाएं/प्रशिक्षण कार्यक्रम।
  - (viii) एसडीए के लिए क्षमता निर्माण कार्यक्रम।
-

### 3.5.4 नियामक लिखत (व्यवस्था)

#### 3.5.4.1 टीओडी (टाइम ऑफ डे) मीटरिंग/टीओयू (टाइम ऑफ यूज) प्राइसिंग

टीओडी/टीओयू मीटरिंग एक बिलिंग पद्धति है, जिसमें ग्रिड पर संभावित भार के आधार पर एक बिलिंग दिवस को कई समय जोनों में विभाजित किया जाता है। प्रत्येक समय जोन की अवधि प्रोग्रामेबल है और उपभोक्ता अपनी आवश्यकताओं के अनुसार समय जोनों को परिभाषित कर सकता है। मीटर अलग-अलग रजिस्ट्रों में विभिन्न समय जोन में खपत की गई ऊर्जा का रिकॉर्ड रखता है और तदनुसार उसे प्रदर्शित करता है। प्रत्येक समय जोन में खपत के लिए अलग-अलग दरों से प्रभार वसूल किया जाता है। अलग-अलग समय जोनों के लिए टैरिफ दरों का निर्धारण इस ढंग से किया जाता है कि कोई उपभोक्ता ऑफ पीक घंटों की तुलना में पीक घंटों के दौरान प्रयुक्त ऊर्जा के लिए अपेक्षाकृत अधिक भुगतान करता है। ऐसे में उपभोक्ता की यह जिम्मेदारी बन जाती है कि वह या तो अपने ऊर्जा उपयोग को प्रतिबंधित करे अथवा तदनुसार भुगतान करे। यह उपभोक्ताओं को दिन के ऐसे समय, जब प्रभार की दरें अपेक्षाकृत कम होती हैं, में अपने ऊर्जा भार (खपत) बढ़ाने के लिए प्रेरित करता है। टीओडी मीटरिंग उपभोक्ताओं को अपनी खपत प्रबंधित करने में सहायता प्रदान करती है, इसे फलस्वरूप जो विद्युत कंपनी को पीक मांग के प्रबंधन में सहायता प्रदान करता है।

टीओडी मीटरिंग ज्यादातर ऑफ पीक घंटों में अपना अधिकांश लोड शिफ्ट करने में सहायक है, इसके परिणामस्वरूप विद्युत कंपनियां अपने लोड कर्व को परिवर्तित कर पीक मांग आवश्यकता को घटा सकती हैं। इससे विद्युत कंपनियों की वित्तीय स्थिति में भी सुधार होगा, क्योंकि विद्युत कंपनियों को पीक घंटों के दौरान महंगी दरों पर विद्युत की खरीद नहीं करनी होगी।

इस प्रकार टीओडी मीटरिंग अधिकतम अनुकूल तरीके से उपलब्ध विद्युत ऊर्जा का सदुपयोग करने के लिए बहुत ही उपयोगी है। यह विद्युत कंपनियों को अपनी वितरण अवसंरचनाओं की उपयुक्त आयोजना बनाने में भी सहायक है। इसे सभी श्रेणी के उपभोक्ताओं द्वारा कार्यान्वित किया जा सकता है, चाहे वे घरेलू, वाणिज्यिक, औद्योगिक और यहां तक कि बीपीएल उपभोक्ता क्यों न हो।

वर्तमान में ज्यादातर राज्यों ने इस प्रकार की मीटरिंग व्यवस्था का कार्यान्वयन औद्योगिक और वाणिज्यिक श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिए किया है, तथापि, इस संदर्भ में राज्यों से जब तक विशिष्ट इनपुट प्राप्त नहीं हो जाते हैं, तब तक टीओडी मीटरिंग के इस्तेमाल के जरिए पीक मांग में की गई कमी का आकलन करना बहुत कठिन है।

#### 3.5.4.2 मांग प्रत्योत्तर (डीआर)

पीक मांग प्रबंधित करने के लिए उपकरण से विद्युत की मांग को घटाने की क्षमता और योग्यता से ऊर्जा आपूर्ति, कमी को पूरा करने अर्थात् उसके प्रबंधन और विद्युत ग्रिड की विश्वसनीयता में सुधार के लिए किए जाने वाले कीमती निवेश की आवश्यकता नहीं होगी। मांग प्रत्योत्तर (डीआर) प्राथमिक रूप से निम्नलिखित के लिए उत्तरदायी है : (क) विद्युत कंपनियों द्वारा अस्वैच्छिक लोड शेडिंग, और (ख) प्रयोग के समय के आधार पर मूल्य निर्धारण। अपेक्षाकृत अधिक संपर्क वाले उपकरणों पर आधारित ऑटो डीआर का इस्तेमाल अल्पकालिक संचालन में ब्लैकट लोड शेडिंग से बचने और दीर्घकाल में महंगे पीक प्लांट निवेश से बचने के लिए किया जा सकता है। अतः मांग प्रत्योत्तर (डीआर) को विद्युत ग्रिड के प्रबंधन के लिए एक मूल्यवान संसाधन के रूप में माना जा सकता है। यह पीक मांग का प्रभावी ढंग से उन्मूलन कर सकता है और साथ ही इससे संबद्ध नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन के एकीकरण से जुड़ी लागतों को भी घटा सकता है।

### 3.5.5 एटी और सी हानियों में कमी:

अत्यधिक एटी और सी हानियों से जुड़े मुद्दों का समाधान करने और राज्यों के वितरण क्षेत्र में सुधारों को लागू करने के लिए भारत सरकार ने 10वीं पंचवर्षीय योजना के लिए त्वरित विद्युत विकास और सुधार कार्यक्रम (एपीडीआरपी) का शुभारंभ किया और 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए पुनर्गठित/त्वरित विद्युत विकास और सुधार कार्यक्रम (आर-एपीडीआरपी) का शुभारंभ किया। 11वीं पंचवर्षीय योजना में एटी और सी हानियों को बड़े पैमाने पर घटाने के संदर्भ में वास्तविक रूप से प्रदर्शन योग्य निष्पादन पर जोर देते हुए इस योजना को पुनर्गठित किया गया है। इस कार्यक्रम के लिए 51577 करोड़ रूपए का बजट निर्धारित किया गया था।

विद्युत मंत्रालय ने दिसंबर 2014 में निम्नलिखित घटकों के साथ "एकीकृत विद्युत विकास योजना" (आईपीडीएस) को मंजूरी दी है:

- (i) शहरी क्षेत्रों में उप पारेषण और वितरण नेटवर्कों का सुदृढीकरण।
- (ii) शहरी क्षेत्रों में वितरण ट्रांसफॉर्मर/फीडरों/उपभोक्ताओं की मीटरिंग।
- (iii) आर-एपीडीआरपी योजना के अनुमोदित परिव्यय को आईपीडीएस योजना के लिए आगे ले जाते हुए 12वीं और 13वीं पंचवर्षीय योजना के लिए आर-एपीडीआरपी के अंतर्गत यथा निर्धारित लक्ष्यों को पूरा करने हेतु वितरण क्षेत्र को आईटी सक्षम बनाना तथा वितरण नेटवर्क का सुदृढीकरण करना।

उपर्युक्त घटक (i) और (ii) के लिए अनुमानित परिव्यय 32,612 करोड़ रूपए है, जिसमें कार्यान्वयन की पूरी अवधि के दौरान भारत सरकार की ओर से 25,354 करोड़ रूपए की बजटीय सहायता शामिल है।

12वीं और 13वीं पंचवर्षीय योजनाओं में जारी रखने के लिए सरकार द्वारा यथानुमोदित आर-एपीडीआरपी योजना को वितरण क्षेत्र को आईटी सक्षम बनाने और वितरण नेटवर्क के सुदृढीकरण [उपर्युक्त घटक (iii)] से संबंधित एक अलग घटक के रूप में इस योजना के साथ आमेलित कर दिया गया है, जिसके लिए सरकार ने 22,727 करोड़ रूपए की बजटीय सहायता सहित 44,011 करोड़ रूपए की योजना लागत पहले ही अनुमोदित कर दी है। यह परिव्यय ऊपर दर्शाए गए परिव्यय के अतिरिक्त आईपीडीएस की नई योजना के लिए आगे ले जाया जाएगा। (स्रोत: विद्युत मंत्रालय (एमओपी) का दिनांक 03.12.2014 का आदेश संख्या 26/1/2014-

#### एपीडीआरपी दिनांक 03-12-2014)

विद्युत मंत्रालय ने देश के विभिन्न राज्यों द्वारा वर्ष 2019-20 तक हासिल किए जाने वाले राज्यवार एटी और सी हानि घटाने के लक्ष्य भी निर्धारित किए हैं।

### 3.5.6 वहनीय ऊर्जा दक्ष लाइटिंग समाधान

- (i) लाइटिंग उद्योग में एक मजबूत वृद्धि देखी गई है, जो 67% से अधिक की वृद्धि दर से वर्ष 2010 में 8500 करोड़ रूपए से बढ़कर वर्ष 2014 में 16200 करोड़ रूपए हो गई है। यह काफी हद तक इनकैंडेसेंट लैंप (जीएलएस) से कंपैक्ट फ्लूरोसेंट लैंप (सीएफएल) और अभी हाल ही में लाइट एमिटिंग डायोड (एलईडी) के आने से संभव हुआ है। इस परिवर्तन के लिए कई सरकारी पहलें सहायक सिद्ध हुई हैं, जिनमें सरकारी भवनों और बड़ी स्थापनाओं में सीएफएल के इस्तेमाल के लिए विनियम और निर्देश शामिल हैं। लाइटिंग उत्पादों का सबसे बड़ा क्रेता होने के नाते सरकार विभिन्न कार्यक्रमों द्वारा इस उद्योग के व्यापार को प्रभावित करती है। अभी हाल ही में सरकार द्वारा एलईडी लाइटिंग उत्पादों को बढ़ावा देने और उनके क्रय के लिए शुरू किए गए प्रयासों के फलस्वरूप अचानक से परिदृश्य बदल गया है, जिसके लिए लाइटिंग उद्योग यहां तक कि तैयार भी नहीं था। नीचे दिए गए चार्ट में वर्ष 2005 में घरेलू क्षेत्र में लाइट बिंदुओं की कुल संख्या, स्ट्रीट लाइट आदि के बारे में एक निष्पक्ष दृष्टिकोण दिया गया है, साथ ही वर्ष 2020 तक संभावित वृद्धि भारत में संभावित व्यापार के अवसर और आवश्यकताओं का उल्लेख किया गया है।

तालिका 3.6

	2005	2014	2020 तक अनुमानित
लाइट प्वाइंट्स	1.3 बिलियन	>2 बिलियन	>2.5 बिलियन
बेची गई इनकैंडेसेंट	1 बिलियन	800 मिलियन	200 मिलियन
बेची गई सीएफएल	67 मिलियन	>450 मिलियन	20 मिलियन
बेचे गए एलईडी लैंप	-	23 मिलियन	1 बिलियन
भारत में सीएफएल विनिर्माण क्षमता	4 मिलियन	>1 बिलियन	एलईडी विनिर्माण में परिवर्तन
गैर विद्युतीकृत क्षेत्र	40%	20%	10%

भारत में स्ट्रीट लाइटों की संख्या	22 मिलियन	30.5 मिलियन	47 मिलियन
एलईडी स्ट्रीट लाइटों की बिक्री	-	2.5 मिलियन	10 मिलियन

\*वर्ष 2015-2020 के बीच स्ट्रीट लाइट की बिक्री लगभग 41 मिलियन होगी।

**(ii) भारत में एलईडी लाइटिंग को बढ़ावा देने के लिए सरकार द्वारा शुरू की गई पहलें :**

बीआईएस मानकों को अनिवार्य बनाना, एनर्जी एफिसिएंसी सर्विसेज लिमिटेड (ईईएसएल), नामक कंपनी की स्थापना करना, बीईई द्वारा एलईडी लैंपों के लिए स्टार लेबलिंग शुरू करना और बाद में एलईडी लाइटों के लिए इसे लागू करना तथा एलईडी लैंपों के प्रयोग को बढ़ावा देने के लिए मांग पक्ष प्रबंधन से जुड़ी योजनाएं शुरू करना, सरकार की ऐसी कुछ पहलें हैं, जिनके फलस्वरूप सभी क्षेत्रों में एलईडी लाइटिंग का इस्तेमाल बढ़ा है। इलेक्ट्रॉनिकी प्रणाली डिजाइन और विनिर्माण के अंतर्गत डीईआईटीवाई ने एलईडी लाइटिंग सहित भारत में इलेक्ट्रॉनिकी विनिर्माण को बढ़ावा देने के लिए भूमि, उपस्कर के लिए निधि और राहत प्रदान करने तथा कर अवकाश जैसी सुविधाएं प्रदान करने हेतु कई योजनाएं शुरू की हैं।

**3.6 जलवायु परिवर्तन के मिशनों के संदर्भ में उपलब्धियां और योजनाएं**

उन्नत ऊर्जा दक्षता पर राष्ट्रीय मिशन (एनएमईईई) जलवायु परिवर्तन पर राष्ट्रीय योजना (एनएपीसीसी) के अंतर्गत 8 राष्ट्रीय मिशनों में से एक है। एनएमईईई का उद्देश्य अनुकूल नियामक और नीतिगत तंत्र की स्थापना कर ऊर्जा दक्षता के लिए बाजार सुदृढ़ करना है और इसके तहत ऊर्जा दक्षता क्षेत्र के लिए नवाचारी एवं स्थायी व्यापार मॉडलों को सुकर बनाने की परिकल्पना की गई है।

एनएमईईई के अंतर्गत ऊर्जा के सघन इस्तेमाल वाले उद्योगों में उन्नत ऊर्जा दक्षता सुनिश्चित करने के लिए 4 पहलों का उल्लेख किया गया है:

1. निष्पादन करें, हासिल करें और व्यापार करें योजना (पीएटी), जो अतिरिक्त ऊर्जा बचत के अधिप्रमाणन के जरिए लागत प्रभावशीलता बढ़ाने के लिए संबद्ध बाजार आधारित तंत्र के साथ ऊर्जा सघन उद्योगों में विशेष रूप से ऊर्जा खपत को कम करने के लिए एक नियामक तंत्र है।
2. उत्पादों को अपेक्षाकृत अधिक वहनीय बनाने के लिए नवाचारी उपायों के जरिए निर्धारित क्षेत्रों में ऊर्जा दक्ष उपकरणों का तेजी से रख करने के लिए ऊर्जा दक्षता हेतु बाजार परिवर्तन (एमटीईई)
3. ऐसे तंत्र की स्थापना के लिए ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण प्लेटफॉर्म, जो भावी ऊर्जा बचत के द्वारा सभी क्षेत्रों में मांग पक्ष प्रबंधन से जुड़े कार्यक्रमों के लिए वित्तीय सहायता प्रदान करेगा।
4. ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने के लिए राजकोषीय लिखतों के विकास हेतु ऊर्जा दक्ष आर्थिक विकास के लिए ढांचा (एफईईईडी)।

इस मिशन के अंतर्गत ऊर्जा दक्षता के लिए नए बाजार तक पहुंच स्थापित करने हेतु किये जा रहे प्रयासों को बढ़ाने की अपेक्षा की गई है, जिसके लगभग 74000 करोड़ रूपए होने का अनुमान है और जिससे 19598 मेगावाट के कुल अतिरिक्त क्षमता अभिवृद्धि होने, प्रतिवर्ष लगभग 23 मिलियन टन ईंधन की बचत होने और जब इसका कार्यान्वयन पूरी क्षमता के साथ होने लगेगा तो हर वर्ष 98.55 मिलियन टन ग्रीन हाउस गैस उत्सर्जन कम होने की उम्मीद है। 775 करोड़ रूपए के कुल परिव्यय के साथ एनएमईईई को जारी रखने के लिए 06 अगस्त 2014 को मंत्रिमंडल द्वारा अनुमोदन दिया गया

**3.6.1 निष्पादन करें, हासिल करें और व्यापार करें योजना (पीएटी):**

8 क्षेत्रों के 478 निर्धारित उपभोक्ताओं के लिए 30 मार्च 2012 को ऊर्जा बचत संबंधी लक्ष्य अधिसूचित किए गए। पीएटी के पहले चक्र (वर्ष 2014-15 में समाप्त होने वाले) में 8 क्षेत्रों (एल्युमिनियम, सीमेंट, क्लोर-अलकली, उर्वरक, लोहा और स्टील, पेपर और पल्प, ताप विद्युत, वस्त्र) में 478 औद्योगिक यूनिटों को मार्च 2015 तक उत्पादन के प्रति यूनिट में प्रयुक्त ऊर्जा अर्थात् उनकी विशिष्ट ऊर्जा खपत (एसईसी) घटाने के लिए अधिदेशित किया गया है। संपूर्ण रूप से इन उद्योगों में विशिष्ट ऊर्जा खपत (एसईसी) में 4.05% की कमी का लक्ष्य रखा गया है, जिसके फलस्वरूप 6.686 एमटीओई की ऊर्जा बचत होगी और लगभग 24 मिलियन टन कार्बन डाइऑक्साइड (CO<sub>2</sub>) का उत्सर्जन भी कम होगा।

निगरानी और सत्यापन (एम एंड वी) प्रक्रिया को मुख्य धारा में लाने के लिए क्षेत्र विशेष पर आधारित सामान्यीकरण घटकों के साथ क्षेत्र विशिष्ट प्रोफॉर्म तैयार किया गया है। मूल्यांकन वर्ष के साथ-साथ बेस लाइन वर्ष में विशिष्ट ऊर्जा

खपत (एसईसी) पर प्रभावों को तटस्थ बनाने के लिए क्षेत्र/उपक्षेत्र विशिष्ट सामान्यीकरण घटक विकसित किए गए ताकि लक्ष्यों का मूल्यांकन करते समय किसी भी वितरण कंपनी (डिस्कॉम) पर अनापेक्षित लाभ अथवा हानियां अधिरोपित न की जा सकें। निगरानी और सत्यापन प्रक्रिया को सुकर बनाने के लिए सभी आठ क्षेत्रों के लिए एम एंड वी दिशानिर्देश विकसित किए गए हैं। बीईई ने ऊर्जा लेखापरीक्षकों के अधिप्रमाणन के लिए एक प्रक्रिया लागू की है, जो डिस्कॉम के निष्पादन का मूल्यांकन करने के लिए निगरानी और सत्यापन प्रक्रिया का कार्यान्वयन करेंगे। केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (सीईआरसी) के सहयोग से ऊर्जा बचत प्रमाणीकरण (ईएस सर्टि) व्यापार अवसरचना के विकास की प्रक्रिया चल रही है।

"प्रोफॉर्म और सामान्यीकरण समीकरण" पर दस्तावेज और "सामान्यीकरण दस्तावेज तथा निगरानी और सत्यापन दिशानिर्देश तैयार किए गए हैं, जिससे कि योजना का प्रभावी ढंग से कार्यान्वयन किया जा सके और कार्यान्वयन की प्रक्रिया को सुकर बनाया जा सके तथा इनकी प्रतियां सभी निर्धारित उपभोक्ताओं, प्रत्यायित ऊर्जा लेखापरीक्षकों और राज्य नामित एजेंसियों को उपलब्ध कराई गई हैं।

ऊर्जा बचत प्रमाण पत्र के व्यापार के लिए मसौदा नियामों/विनियमों को अंतिम रूप दिया गया है और अंतिम रूप देने के पश्चात अधिसूचना के लिए सीईआरसी की सहमति प्राप्त करने हेतु सीईआरसी को प्रस्तुत किए गए हैं। व्यापार प्लेटफॉर्म की रिपोजिटरी के विकास हेतु पोसोको की पहचान ईएस सर्ट ट्रेडिंग रिपोजिटरी के रूप में की गई है। पीएटीनेट, जो डेटा की रिपोर्टिंग, ईएस सर्ट की ट्रेडिंग आदि के लिए एक ऑनलाइन पोर्टल है, वर्तमान में प्रचालनरत है।

इसी प्रकार के श्रेसहोल्ड को बनाए रखते हुए और कुछ क्षेत्रों जैसे कि लोहा और स्टील और पल्प तथा पेपर में इस श्रेसहोल्ड को घटाकर अपेक्षाकृत अधिक डीसी शामिल करने के लिए पीएटी "डीपनिंग " की प्रक्रिया पहले ही शुरू कर दी गई है, जिससे कि ज्यादा से ज्यादा औद्योगिक यूनिटें ऊर्जा संवृद्धि योजना में भागीदारी कर सकें। इसी प्रकार पीएटी का "विस्तार" अर्थात् पीएटी के कार्यक्षेत्र में अपेक्षाकृत अधिक क्षेत्रों को शामिल करने जैसी पहल भी शुरू की गई है। वर्तमान में पीएटी चक्र-2 में शामिल करने के लिए रिफाइनरी, विद्युत वितरण कंपनियां और रेलवे पर विचार किया जा रहा है। पीएटी की परिकल्पना एक बहुचक्रीय योजना के रूप में की जाती है, जिसका उद्देश्य उच्चतर स्तर पर अर्थव्यवस्था की ऊर्जा दक्षता बढ़ाना है।

पीएटी का प्रथम चक्र 31 मार्च 2015 को पूरा किया गया। 1 अप्रैल 2014 से 14 अगस्त 2015 की अवधि को निगरानी और सत्यापन चरण के रूप में माना गया। डीसी के निष्पादन का सत्यापन प्रत्यायित ऊर्जा लेखापरीक्षा फर्मों द्वारा किया गया। वर्तमान में राज्य नामित एजेंसियों (एसडीए) और ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) द्वारा निष्पादन मूल्यांकन दस्तावेजों (पीएडी) की जांच की जा रही है। बीईई द्वारा जांच के पश्चात और बीईई की सिफारिश के आधार पर केंद्र सरकार ईएस प्रमाणपत्र जारी करेगी, जिनका व्यापार पावर एक्सचेंज के माध्यम से किया जा सकता है।

जब पीएटी योजना के आरंभ में आधार लाइन ऊर्जा खपत की तुलना की गई, तो ऊर्जा दक्षता उपायों के परिणामस्वरूप वर्ष 2010 तक लगभग 6% की बचत की गई है।

तालिका 3.7

क्षेत्र	विनिर्दिष्ट ऊर्जा खपत (टीओई/एमटी)		
	2005	2010 (वर्ष 2005 की तुलना में बचत का % )	2017 (वर्ष 2005 की तुलना में बचत का अनुमानित % )
सीमेंट	0.08	0.075 (6%)	0.07 (9.63%)
पल्प तथा कागज	0.78	0.72 (7%)	0.67 (29.49%)
लोहा और स्टील	0.70	0.66 (6%)	0.63 (10.29%)
उर्वरक	0.63	0.59 (6%)	0.57 (11.11%)

नए क्षेत्रों में पीएटी योजना के विस्तार के साथ-साथ वर्तमान क्षेत्रों में अधिक ध्यान देने से औद्योगिक ऊर्जा बचत को अगले तीन वर्षों (2016-17, 2017-18 एवं 2018-19) में 10% तक पहुंचाने का लक्ष्य रखा गया है। इसके अलावा कंपनी

अधिनियम के अंतर्गत कंपनियों द्वारा ऊर्जा खपत का अनिवार्य रूप से प्रकटन करने के लिए दिशानिर्देश 10% के इस लक्ष्य को प्राप्त करने में सहायक सिद्ध होंगे।

ऊर्जा और ऊर्जा संरक्षण पर दिशानिर्देशों के अनुसार कंपनी अधिनियम के अंतर्गत पंजीकृत कंपनियों, सभी फर्मों की वार्षिक रिपोर्टों में अपनी वार्षिक ऊर्जा खपत और ऊर्जा संरक्षण संबंधी पहलों का प्रकटन करने के लिए उन्हें अधिदेशित किया गया है। उपयुक्त दिशानिर्देशों को लागू करने से ऊर्जा और ऊर्जा संरक्षण डेटा सहित उपलब्ध कराए गए डेटा की प्रकृति और कार्यक्षेत्र को अपेक्षाकृत अधिक व्यवस्थित और सुदृढ़ किया जा सकेगा। इससे कंपनियां ऊर्जा लेखापरीक्षा करने, फर्म में ऊर्जा सघन क्षेत्रों की पहचान करने के साथ-साथ ऊर्जा बचत में सुधार करने के लिए ऊर्जा दक्षता उपाय शुरू करने हेतु प्रोत्साहित होंगी।

किसी क्षेत्र विशेष में और विभिन्न क्षेत्रों के बीच अपने-अपने अनुभव साझा करने के लिए ज्ञान के आदान-प्रदान हेतु प्लेटफॉर्म सहित निर्धारित उपभोक्ताओं और प्रौद्योगिकी प्रदाताओं के साथ परामर्श के लिए आउटरीच कार्यक्रम शुरु किए जाएंगे।

**3.6.2 ऊर्जा दक्षता के लिए बाजार परिवर्तन (एमटीईई) :** एमटीईई के अंतर्गत दो कार्यक्रम विकसित किए गए हैं अर्थात् बचत लैंप योजना (बीएलवाई) और सुपर एफीसिएंट इक्विपमेंट प्रोग्राम (एसईईपी)

**i) बचत लैंप योजना (बीएलवाई) :** यह एक सार्वजनिक निजी भागीदारी वाला कार्यक्रम है, जिसमें ऊर्जा दक्ष लाइटिंग के क्षेत्र में तेजी से बाजार कायाकल्प के लिए बीईई, वितरण कंपनियां (डिस्कॉम) और निजी क्षेत्र के निवेशक पणधारक के रूप में शामिल हैं। इस कार्यक्रम के अंतर्गत 29 मिलियन से अधिक इनकैंडेसेंट बल्बों को सीएफएल द्वारा प्रतिस्थापित किया गया है।

बीएलवाई के अगले चरण में बीईई बीएलवाई कार्यक्रम की संस्थागत संरचना का इस्तेमाल करते हुए एलईडी लाइटों के इस्तेमाल को बढ़ावा देगा। बीईई राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (आरजीवीवाई) के अंतर्गत बीपीएल परिवारों को वितरित किए गए एलईडी बल्बों से ऊर्जा की बचत की निगरानी और सत्यापन तथा तकनीकी विनिर्देश तैयार करने के लिए रूरल इलेक्ट्रिफिकेशन कॉर्पोरेशन (आरईसी) को सहायता प्रदान करता है। बीईई एलईडी के इस्तेमाल को बड़े पैमाने पर बढ़ावा देने के लिए बहुत से आउटरीच कार्यक्रम भी संचालित करता है।

**(ii) घरेलू दक्ष लाइटिंग कार्यक्रम (डीईएलपी) :** एनर्जी एफिसिएंसी सर्विसेज लिमिटेड (ईईएसएल) एक सेवा मॉडल के रूप में उभरकर सामने आया है, जहां यह लाभ साझा करने वाली पहल के जरिए विद्युत वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) के साथ मिलकर कार्य करता है। घरेलू दक्ष लाइटिंग कार्यक्रम (डीईएलपी) से वितरण कंपनियों की एलईडी बल्बों की अप्रकट लागत में निवेश की आवश्यकता समाप्त हो जाती है; ईईएसएल एलईडी बल्बों की खरीद करता है और 350-600 रूपए के बाजार मूल्य की तुलना में 10 रूपए प्रति बल्ब की दर से उपभोक्ताओं को उपलब्ध कराता है।

#### क) डीईएलपी योजना की प्रमुख विशेषताएं

डीईएलपी के लिए मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) के नियामक ढांचे का इस्तेमाल किया जाएगा, जो एसईआरसी द्वारा सुदृढ़ भुगतान सुरक्षा तंत्र स्थापित करने के लिए सृजित किया गया है। ईईएसएल या तो स्वयं अथवा भागीदारों के सहयोग से परियोजना का कार्यान्वयन करेगा और निवेश संबंधी जोखिम वहन करेगा। निगरानी और सत्यापन संबंधी पहलुओं पर विशेष रूप से जोर देते हुए इसकी कार्य प्रणाली अद्वितीय ढंग से विकसित की गई है। डीईएलपी की कुछ प्रमुख विशेषताएं इस प्रकार हैं :

- 350-600 रूपए के बाजार मूल्य की तुलना में 10 रूपए की लागत पर परिवारों को एलईडी का वितरण
- कम से कम तीन वर्ष की निःशुल्क प्रतिस्थापन वारंटी।
- टैरिफ पर कोई प्रभाव नहीं।
- ईईएसएल को वितरण कंपनियों द्वारा भुगतान के लिए प्राप्त की गई ऊर्जा बचत से 5 वर्ष की अवधि में भुगतान की छूट

- लाभ साझा करने की पहल

ईईएसएल द्वारा किए गए अपफ्रंट निवेश का वापस भुगतान नीचे दिए गए मामला अध्ययनों के अनुसार दो अलग-अलग तरीकों से किया जाता है :

#### मामला अध्ययन 1: पुदुचेरी में डीईएलपी का कार्यान्वयन

लक्षित घरेलू उपभोक्ताओं की संख्या	2.45 लाख
प्रतिस्थापित की जाने वाली दक्ष आईसीएल (60 वाट) की संख्या	7.35 लाख (प्रति परिवार तीन)
एलईडी की वाट क्षमता	7 वाट
प्रति परिवार वाट क्षमता में कमी	159 वाट
राज्य में संबद्ध लोड की कुल कमी	38.9 मेगावाट
प्रति परिवार ऊर्जा खपत में कमी	166.95 किलोवाट प्रतिवर्ष (एक वर्ष में 300 दिन के लिए इस्तेमाल के 3.5 घंटों के आधार पर)
वितरण कंपनी में कुल ऊर्जा खपत में कमी	40.9 मिलियन किलोवाट
प्रति वर्ष परिवारों के लिए लागत में कमी	500-600 रुपए
डिस्कॉम के लिए प्रति वर्ष अनुमानित लागत कमी	16.9 करोड़ रुपए
राज्य/वितरण कंपनी द्वारा अपफ्रंट निवेश	शून्य
ईईएसएल द्वारा निवेश	22.785 करोड़ रुपए

#### ख) सर्विस मॉडल- स्ट्रीट लाइट :

ईईएसएल को स्ट्रीट लाइट कार्यक्रमों के लिए कार्यान्वयन एजेंसी के रूप में नामित किया गया है। ईईएसएल बिना किसी अपफ्रंट लागत के पारंपरिक लाइटों को एलईडी के साथ प्रतिस्थापित करने के लिए नगरपालिकाओं को सक्षम बनाने हेतु एक सेवा मॉडल के रूप में उभरकर सामने आया है। बकाया लागत की वसूली ऊर्जा बचत से मुद्राकरण द्वारा नगरपालिकाओं के माध्यम से की जाती है।

#### मामला अध्ययन 2 – वाइजैग शहर स्ट्रीट लाइट परियोजना

ईईएसएल ने वाइजैग में लगभग 92000 स्ट्रीट लाइट रिट्रोफिट परियोजनाएं कार्यान्वित की हैं। यह परियोजना 50% तक ऊर्जा खपत को कम करेगी। ईईएसएल द्वारा 64 करोड़ रुपए की पूरी अपफ्रंट पूंजी का निवेश किया गया है और इसकी वसूली 7 वर्ष की अवधि में की जाएगी। नगरपालिका ईईएसएल को हर वर्ष 18.5 करोड़ रुपए की राशि का भुगतान करेगी, जबकि इसकी कुल लागत बचत हर वर्ष लगभग 31 करोड़ रुपए होगी। यह सेवा मॉडल प्रतिस्थापित करने योग्य है क्योंकि इससे अपफ्रंट पूंजी निवेश की आवश्यकता समाप्त हो जाती है, साथ ही नगरपालिकाओं का आवर्ती व्यय भी घट जाता है। यह मॉडल देश में ऊर्जा दक्ष स्ट्रीट लाइट प्रतिस्थापन को बड़े पैमाने पर लागू करने में सहायक सिद्ध हो सकता है। वाइजैग दक्ष स्ट्रीट लाइट परियोजना का सारांश नीचे दिए अनुसार है:

वाइजैग में प्रतिस्थापित की जा रही स्ट्रीट लाइटों की संख्या	91,997
अपेक्षित वार्षिक ऊर्जा बचत	24 मिलियन/ किलोवाट घंटा

स्थापित स्ट्रीट लाईट लोड में अपेक्षित कमी	<b>3.90 मेगावाट</b>
वास्तविक पूंजी निवेश	<b>64 करोड़ रुपए</b>
हर वर्ष नगरपालिकाओं की अनुमानित लागत बचत	<b>31 करोड़ रुपए</b>
7 वर्ष के लिए ईईएसएल का वार्षिक भुगतान (ओ एंड एम लागत सहित)	<b>18.5 करोड़ रुपए</b>
गत वर्ष इसी अवधि की तुलना में कैलेंडर वर्ष की पहली तिमाही में विद्युत बिल में वास्तविक कमी	<b>55%</b>

**एलईडी परिनियोजन : लगभग 274 मिलियन यूनिट विद्युत की अनुमानित बचत के साथ एनर्जी इफिसिएंसी सर्विसेज लिमिटेड (ईईएसएल) द्वारा घरेलू उपभोक्ताओं को 4.5 मिलियन एलईडी लाइटें और 90,000 एलईडी स्ट्रीट लाईट लगाई गई हैं।**

(iii) **सुपर एफिसिएंट इक्विपमेंट प्रोग्राम (एसईईपी) :** एमटीईई के अंतर्गत अन्य घटक के रूप में यह एक नया कार्यक्रम है, जिसे सुपर एफिसिएंट इक्विपमेंट प्रोग्राम (एसईईपी) के नाम से जाना जाता है। एसईईपी एक ऐसा कार्यक्रम है, जो हस्तक्षेप के महत्वपूर्ण बिंदु/बिंदुओं पर नवाचारी ढंग से वित्तीय स्थिति में सुधार कर सुपर एफिसिएंट उपकरणों के लिए तेजी से बाजार कायाकल्प करने के लिए डिजाइन किया गया है। इस कार्यक्रम के अंतर्गत सीलिंग पंखा की पहचान पहले उपकरण के रूप में की गई है, जिसके लिए इसे अपनाया जाएगा। सीलिंग पंखे के लिए एसईईपी का उद्देश्य दक्षता स्तर में तत्काल सुधार करना है, जो पंखों के विनिर्माताओं की तुलना में सुपर एफिसिएंट (एसई) पंखों के विनिर्माताओं को समयबद्ध आधार पर प्रोत्साहन प्रदान कर बाजार के औसत की तुलना में लगभग 50% अधिक दक्ष होंगे और उन्हें छूट प्राप्त मूल्य पर बेचा जाएगा। इसका लक्ष्य भारतीय बाजार में बेचे जाने वाले लगभग 70 वाट रेटिंग वाले औसत सीलिंग पंखों की तुलना में सुपर एफिसिएंट 35 वाट रेटिंग वाले सीलिंग पंखों की शुरुआत और परिनियोजन करने के लिए सहायता प्रदान करना है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए यह लक्ष्य निर्धारित किया गया है कि 100 करोड़ के परिव्यय से योजनावधि के दौरान 2 मिलियन सुपर एफिसिएंट पंखों का परिनियोजन किया जाए। इस कार्यक्रम के अंतर्गत एसईईपी विनिर्देशों को पूरा करने वाले पंखों का विनिर्माण और बिक्री करने के लिए पंखा विनिर्माताओं को अधिकतम 500 रुपए प्रति पंखे की दर से प्रोत्साहन दिया जाएगा।

पंखा विनिर्माताओं, प्रौद्योगिकी प्रदाताओं, अनुसंधान एवं विकास संस्थाओं, शैक्षिक जगत और सिविल समाज से जुड़े संगठनों जैसे कार्यक्रम के मुख्य पणधारकों के साथ परामर्श का दौर पूरा हो चुका है। प्रमुख तकनीकी विनिर्देशों को अंतिम रूप दिया जा चुका है। परीक्षण क्षमता का मूल्यांकन और परीक्षण प्रोटोकॉल के विकास का कार्य पूरा हो चुका है। निगरानी और सत्यापन के लिए स्वतंत्र एजेंसी को पहले ही इसका दायित्व सौंप दिया गया है। खुली प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के जरिए 5 सुपर एफिसिएंट पंखा विनिर्माताओं का एक पैनल बना लिया गया है।

### 3.6.3 ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण प्लेटफॉर्म (ईईएफपी) :

ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण प्लेटफॉर्म (ईईएफपी) ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं के क्रियान्वयन के लिए वित्तीय संस्थानों को परियोजना विकासकर्ताओं के साथ बातचीत करने के लिए उन्हें एक प्लेटफॉर्म प्रदान करने हेतु एमटीईई के अंतर्गत शुरू की गई पहलों में से एक पहल है। ईईएफपी के अंतर्गत ऊर्जा दक्षता बाजार के विकास हेतु वित्तीय संस्थानों के क्षमता निर्माण के लिए मिलकर कार्य करने हेतु वित्तीय संस्थानों के साथ समझौता ज्ञापनों (एमओयू) पर हस्ताक्षर किए जा चुके हैं। प्रोग्राम मई 2015 में बीईई ने ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण पर अनुसूचित वाणिज्यिक बैंकों (सहकारी बैंकों को छोड़कर) के लिए प्रशिक्षण कार्यक्रम के संबंध में भारतीय बैंकों के असोसिएशन के साथ एक समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए हैं। यह प्रशिक्षण कार्यक्रम 1 जून 2015 को मुंबई में शुरू किया गया है और अब तक प्रशिक्षकों के प्रशिक्षण हेतु दो कार्यशालाओं को आयोजन किया जा चुका है। ईईएफपी के अंतर्गत बीईई ने "भारत में वित्तपोषित ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं की सफलता की कहानियां" और "ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण पर प्रशिक्षण मैनुअल" नामक बुकलेट भी जारी की हैं।

### 3.6.4 ऊर्जा दक्षता आर्थिक विकास का ढांचा (एफईईडी):

ऊर्जा दक्षता आर्थिक विकास के ढांचा (एफईईईडी) का लक्ष्य उपयुक्त राजकोषीय लिखत उपलब्ध कराना है जो ऊर्जा दक्षता बाजार के सृजन हेतु सरकार के प्रयासों के पूरक के रूप में कार्य करता है। एफईईईडी के अंतर्गत बीईई ने ऊर्जा दक्षता के लिए आंशिक जोखिम गारंटी फंड (पीआरजीएफईई) और ऊर्जा दक्षता के लिए उद्यम पूंजी फंड (वीसीएफईई) नामक दो निधियों का गठन किया है। पीआरजीएफईई एक जोखिम साझा करने वाली व्यवस्था है, जो ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं के लिए ऋण प्रदान करने में निहित जोखिम के आंशिक कवरेज के साथ वित्तीय संस्थानों (बैंक/एनबीएफसी) को प्रदान किया जाएगा। पीआरजीएफईई के अंतर्गत सरकारी भवनों, निजी भवनों (वाणिज्यिक अथवा बहुमंजिला आवासीय भवनों), नगरपालिकाओं, एसएमई और उद्योगों को सहायता दी गई है। यह गारंटी प्रति परियोजना 3 करोड़ रूपए (जिसे 15 करोड़ रूपए तक बढ़ाने का प्रस्ताव किया गया है) अथवा ऋण की राशि के 50%, जो भी कम है, से अधिक नहीं होगी। बीईई ने पीआरजीएफईई के लिए पर्यवेक्षकीय समिति गठित की है और पीआरजीएफईई के लिए कार्यान्वयन एजेंसी के रूप में आरईसी पीडीसीएल-आरईसीईईएसएल के कंसोर्टियम का चयन किया है, जो इस निधि का प्रचालन शुरू करने के लिए कार्रवाई कर रहा है। पीआरजीएफईई नियमों की अधिसूचना का कार्य भी प्रक्रियाधीन है।

वीसीएफईई ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं के लिए इक्विटी पूंजी प्रदान करने वाली एक निधि है। इस निधि से एकल निवेश के रूप में 2 करोड़ रूपए से अधिक की राशि का निवेश नहीं किया जाएगा। इस निधि से विशेष ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं को अंतिम मील तक इक्विटी सहायता प्रदान की जाएगी, जो विशेष प्रयोजन वाहनों के जरिए आवश्यक कुल इक्विटी के अधिकतम 15% अथवा 2 करोड़ रूपए, जो भी कम है, तक सीमित होगी। यह सहायता केवल निजी भवनों (वाणिज्यिक अथवा बहुमंजिला आवासीय भवनों) और नगरपालिकाओं को प्रदान की गई है।

### 3.6.5 उत्पादन क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता बढ़ाने के लिए सरकार की अन्य पहलें

#### (i) ताप विद्युत उत्पादन में सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी को अपनाना:

सुपरक्रिटिकल यूनितों का डिजाइन  $247\text{kg/cm}^2$ ,  $565/593^\circ\text{C}$  के उच्चतर वाष्प मानदंडों के साथ तैयार किया जाता है। सुपर क्रिटिकल यूनितों के उच्चतर वाष्प मानदंडों के साथ इन सुपर क्रिटिकल यूनितों की दक्षता वर्तमान में 500 मेगावाट क्षमता वाली सब-क्रिटिकल यूनितों की दक्षता की तुलना में लगभग 2-3% अधिक होगी। इसके फलस्वरूप उसी अनुपात में कोयले की बचत होगी और ग्रीन हाउस गैस (जीएचजी) का उत्सर्जन भी घटेगा। अब तक देश में मौजूदा सबसे बड़ी थर्मल यूनितों की क्षमता 800 मेगावाट है। 41,310 मेगावाट की कुल क्षमता के साथ 660/800 मेगावाट आकार वाली 60 सुपर क्रिटिकल यूनितों की स्थापना की गई है। वर्ष 2017-22 की अवधि में कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि मुख्य रूप से सुपर क्रिटिकल यूनितों के जरिए की गई है।

$257\text{-}300\text{ kg/cm}^2$  के वाष्प दाब और  $600/610^\circ\text{C}$  तापक्रम वाली अल्ट्रा- सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित कोयला से संचालित ताप विद्युत उत्पादन प्रक्रिया का भी देश में शुभारंभ किया जा रहा है।

कोयला/लिग्नाइट आधारित पावर प्लांटों की राष्ट्रीय औसत ताप विद्युत दक्षता वर्ष 2009-10 में 32.53% से बढ़कर वर्ष 2013-14 में लगभग 34% हो गई है। ऐसी उम्मीद है कि बड़े आकार वाली सुपर क्रिटिकल यूनितों की स्थापना के कारण वर्ष 2017-22 की अवधि में कोयला आधारित विद्युत उत्पादन की दक्षता में और अधिक सुधार होगा।

#### (ii) पुरानी थर्मल यूनितों की स्क्रेपिंग के मामले में एलओए/कोयला संपर्क का स्वचालित हस्तांतरण

कोयला मंत्रालय, भारत सरकार ने पुरानी यूनितों की स्क्रेपिंग के मामले में नए प्लांटों को एलओए/कोयला संपर्क (पुराने प्लांटों को स्वीकृत किए गए) के स्वचालित हस्तांतरण और नई उच्चतर दक्षता वाली सुपर क्रिटिकल यूनितों के लिए उन्हें प्रतिस्थापित करने पर एक नीति तैयार की है। (उदाहरण : 1000 मेगावाट क्षमता वाले नए सुपर क्रिटिकल प्लांट की स्थापना के लिए कम-से-कम 500 मेगावाट क्षमता वाले पुराने प्लांट को अनिवार्य रूप से बंद करना पड़ेगा। इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए पुराने प्लांटों को आपस में जोड़ा जा सकता है। सीआईएल से सर्वोत्तम प्रयास आधार पर उपलब्धता के अध्यधीन आवंटन में आवश्यक अतिरिक्त कोयले को प्राथमिकता दी जाएगी।

#### (iii) पुरानी और अदक्ष ताप-विद्युत यूनितों को बंद करना

पुरानी और अदक्ष ताप-विद्युत उत्पादन यूनिटों और स्टेशनों को बंद कर नई और अपेक्षाकृत अधिक दक्ष यूनिटों द्वारा उन्हें प्रतिस्थापित करना भारत सरकार द्वारा शुरू की गई प्रमुख पहलों में से एक है। पहचान की गई यूनिटों को चरणबद्ध ढंग से बंद किया जाता है। साथ ही संगत राज्य में समरूप क्षमता अभिवृद्धि की जाती है, जिससे कि राज्यों/देश में विद्युत आपूर्ति की स्थिति पर इस प्रकार बंद की गई विद्युत उत्पादन यूनिटों पर कोई प्रभाव न पड़े। 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि में 2398 मेगावाट क्षमता वाली यूनिटों को बंद किया गया। 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि में 31.03.2017 तक 5082 मेगावाट क्षमता वाली यूनिटों को बंद किया जा चुका है।

**(iv) मौजूदा पुराने पावर स्टेशनों का नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) तथा जीवन विस्तार (एलई):**

पुरानी यूनिटों की दक्षता में सुधार करने और उनकी उपलब्धता सुनिश्चित करने के उद्देश्य से 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान 16,146 मेगावाट की कुल क्षमता के आर एंड एम और एलई से जुड़े कार्य पूरे किए गए। 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि में 7202.26 मेगावाट की कुल क्षमता के लिए आर एंड एम और एलई से जुड़े कार्य पूरे किए गए।

**(v) उन्नत अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी के लिए अनुसंधान एवं विकास :**

स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकी विकास के लिए राष्ट्रीय मिशन के अंतर्गत लगभग 700 °C के वाष्प तापक्रम के साथ उन्नत अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल (ए-यूएससी) प्रौद्योगिकी के स्वदेशी स्तर पर विकास के लिए एक अनुसंधान एवं विकास परियोजना शुरू की गई है। 300 kg/cm<sup>2</sup> दाब के वाष्प मानदंडों और 700 डिग्री सेंटीग्रेट के वाष्प तापक्रम वाले एक जटिल ए-यूएससी पावर प्लांट की प्लांट दक्षता लगभग 46% (एचएचवी उच्चतर उष्मा मूल्य आधार पर) हो सकती है।

ए-यूएससी प्रौद्योगिकी के विकास के लिए एनटीपीसी, इंदिरा गांधी परमाणु अनुसंधान केंद्र (आईजीसीएआर) और बीएचईएल ने एक समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए हैं। भारत सरकार द्वारा वित्तीय मंजूरी की तारीख से 7 वर्ष की अवधि में एक 800 मेगावाट क्षमता वाले ए-यूएससी स्वदेशी प्रदर्शन प्लांट (लगभग 300 kg/cm<sup>2</sup>) के मुख्य वाष्प दाब और 700°C के तापक्रम के साथ) को क्रियान्वित करने का प्रस्ताव है। 7 वर्ष की अवधि में ढाई साल का डिजाइन और विकास चरण (आर एंड डी फेज) और साढ़े चार वर्ष का विद्युत परियोजना निर्माण चरण शामिल हैं।

**3.7 निष्कर्ष और सिफारिशें**

- नियामक डीएसएम विनियम अधिसूचित करें और वितरण कंपनियों (डिस्कॉम) को अपनी डीएसएम कार्य योजनाएं तैयार करने के लिए निदेश दें। नियामक वितरण कंपनियों को अपने क्षेत्रों में ऊर्जा दक्षता उपाय शुरू करने के लिए निदेश दे सकते हैं। वितरण कंपनियों को अपनी पीक मांग घटाने के लिए लाइटिंग, एयर कंडीशनिंग, कृषि पंपों, रेफ्रिजरेटरों, सीलिंग पंखों आदि जैसी डीएसएम परियोजनाओं के कार्यान्वयन के लिए उपयुक्त प्रोत्साहन दिया जा सकता है।
- चरणबद्ध ढंग से उद्योगों और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए टीओडी टैरिफ लागू करने और तत्पश्चात घरेलू उपभोक्ताओं को इसमें शामिल करने के लिए प्रोत्साहित किया जाए।
- वितरण कंपनियों को अपनी वितरण प्रणालियों के ऊर्जा प्रवाह की वार्षिक लेखापरीक्षा संचालित करने के लिए सलाह दी जाए।
- पुरानी और अदक्ष यूनिटों को बंद करना और उन्हें अपेक्षाकृत अधिक दक्ष नई सुपर क्रिटिकल यूनिटों द्वारा प्रतिस्थापित करना।
- सचिव (विद्युत) की अध्यक्षता में एक संयुक्त समिति गठित की जा सकती है, जिसमें बीईई, सीईए, ईईएसएल, एसईआरसी, डिस्कॉम के अधिकारियों और अन्य पणधारकों को डीएसएम उपायों की निगरानी और सुधारात्मक गतिविधियों की सिफारिश के लिए शामिल किया जा सकता है।

## अनुबंध 3.1

वर्ष 2017-18 से 2026-27 के दौरान राज्य वार ऊर्जा बचत लक्ष्य

( सभी आंकड़े बीयू में )

उत्तरी क्षेत्र	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
हरियाणा	4.89	6.40	7.31	8.07	8.86	9.32	9.91	10.51	11.12	11.84
हिमाचल प्रदेश sh	1.79	2.40	2.79	3.18	3.52	3.79	4.07	4.36	4.65	4.97
जम्मू एवं कश्मीर	1.31	1.63	1.83	1.94	2.07	2.20	2.33	2.46	2.60	2.74
पंजाब	6.33	8.15	9.21	10.15	11.11	11.70	12.43	13.18	13.95	14.84
राजस्थान	6.10	7.99	9.11	9.93	10.84	11.24	11.86	12.49	13.12	13.92
उत्तर प्रदेश	11.46	14.49	16.30	17.80	19.34	20.48	21.77	23.09	24.44	25.95
उत्तराखंड	2.26	2.96	3.40	3.84	4.24	4.55	4.89	5.23	5.58	5.96
चंडीगढ़	0.39	0.47	0.51	0.53	0.56	0.60	0.63	0.67	0.71	0.75
दिल्ली	6.58	7.78	8.49	8.57	9.06	9.59	10.13	10.69	11.26	11.86
उप जोड़ (उत्तरी क्षेत्र)	41.12	52.26	58.96	64.01	69.59	73.46	78.03	82.68	87.42	92.83
पश्चिमी क्षेत्र										
गुजरात	10.28	13.89	16.13	18.46	20.50	21.79	23.31	24.86	26.46	28.27
मध्य प्रदेश	5.55	7.27	8.29	9.13	9.97	10.42	11.04	11.66	12.29	13.05
छत्तीसगढ़	2.92	3.79	4.33	4.84	5.33	5.67	6.06	6.46	6.87	7.33
महाराष्ट्र	18.54	23.87	27.11	29.64	32.41	34.27	36.47	38.72	41.01	43.64
गोवा	0.74	0.98	1.13	1.28	1.41	1.52	1.63	1.75	1.86	1.99
दमन एवं दीव	0.35	0.50	0.60	0.73	0.82	0.90	0.97	1.05	1.13	1.21
दादर एंड नागर हवेली	1.04	1.51	1.82	2.24	2.55	2.78	3.02	3.26	3.52	3.79
उप जोड़ प. क्षेत्र	39.44	51.81	59.42	66.32	72.99	77.36	82.51	87.76	93.14	99.28
दक्षिणी क्षेत्र										
आंध्र प्रदेश	12.21	15.95	18.18	20.15	22.13	23.30	24.78	26.28	27.83	29.65
कर्नाटक	8.99	11.90	13.70	15.08	16.55	17.37	18.44	19.53	20.63	21.94
केरल	4.74	5.79	6.42	6.83	7.35	7.84	8.34	8.86	9.39	9.95
तमिलनाडु	13.93	17.85	20.25	22.19	24.23	25.71	27.38	29.09	30.84	32.80
पुदुचेरी	0.54	0.71	0.82	0.93	1.03	1.11	1.19	1.28	1.37	1.46
लक्षद्वीप	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
उप जोड़ द.	40.41	52.20	59.38	65.20	71.31	75.35	80.16	85.06	90.08	95.83
पूर्वी क्षेत्र										
बिहार (परियोजित)	1.69	2.08	2.31	2.49	2.69	2.87	3.05	3.24	3.44	3.65
झारखंड (परियोजित)	3.83	5.16	6.01	7.02	7.85	8.48	9.15	9.83	10.53	11.29
उड़ीसा	3.25	4.19	4.77	5.36	5.90	6.35	6.81	7.28	7.77	8.29
पश्चिम बंगाल \$	8.63	11.04	12.55	13.88	15.21	16.31	17.46	18.64	19.85	21.16
अंडमान एंड निकोबार द्वीप	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10
सिक्किम	0.07	0.09	0.09	0.09	0.10	0.11	0.11	0.12	0.12	0.13
उप जोड़ (पूर्वी क्षेत्र)	17.54	22.63	25.81	28.92	31.82	34.19	36.66	39.19	41.81	44.62
उत्तर पूर्वी क्षेत्र										
असम	1.20	1.49	1.67	1.80	1.96	2.09	2.23	2.38	2.52	2.68
मणिपुर	0.09	0.11	0.12	0.12	0.13	0.14	0.15	0.15	0.16	0.17
मेघालय	0.31	0.39	0.45	0.50	0.55	0.59	0.63	0.68	0.72	0.77
नागालैंड	0.10	0.11	0.12	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18

\$ - अनुमानित

## अध्याय 4 मांग पूर्वानुमान

### 4.0 प्रस्तावना

मांग का मूल्यांकन और पूर्वानुमान लगाना अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों की भावी विद्युत आवश्यकता को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि और उसके अनुरूप आवश्यक पारेषण और वितरण प्रणाली के आयोजन के लिए एक अनिवार्य पूर्व अर्हता है। विद्युत प्लांट का प्रकार और स्थान काफी हद तक उसके परिमाण, स्थानीय वितरण के साथ-साथ दिन के समय, अलग-अलग मौसमों के दौरान और वार्षिक आधार पर विद्युत की मांग में परिवर्तन पर निर्भर करता है। भविष्य के लिए क्षमता अभिवृद्धि की विश्वसनीय आयोजना भावी विद्युत मांग का परिशुद्ध ढंग से मूल्यांकन और पूर्वानुमान पर काफी हद तक निर्भर है।

### 4.1 केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण – इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण समिति द्वारा मांग का मूल्यांकन और पूर्वानुमान

इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण समिति (ईपीएससी) द्वारा देश की विद्युत मांग का आवधिक रूप से मूल्यांकन किया जाता है। इसके लिए पिछले वर्षों के दौरान प्रणाली के अनुरूप वास्तविक विद्युत मांग, सरकार की योजनागत और कार्यान्वित की जा रही नीतियों तथा कार्यक्रमों, भविष्य में पूर्वानुमानित विभिन्न विकासात्मक गतिविधियों, ऊर्जा संरक्षण संबंधी उपायों के प्रभाव आदि को ध्यान में रखा जाता है। मांग का मूल्यांकन करने के लिए अंतिम कार्रवाई 18वें इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण (ईपीएस) के रूप में की गई और 18वें ईपीएस की रिपोर्ट दिसंबर 2011 में प्रकाशित की गई। 18वीं ईपीएस रिपोर्ट में राज्यों/ संघ राज्य क्षेत्रों, विभिन्न क्षेत्रों और देश के वर्ष 2021-22 तक की अवधि के लिए वर्षवार विद्युत मांग को शामिल किया गया और इसमें वर्ष 2026-27 तथा 2031-32 के लिए संभावित विद्युत मांग का भी पूर्वानुमान लगाया गया। 19वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण समिति (ईपीएससी) का गठन जून, 2015 में के. वि. प्रा. द्वारा किया गया। समिति के विचारार्थ विषय निम्नानुसार थे :

- i. वर्ष 2016-17 से 2026-27 तक की अवधि के लिए प्रत्येक राज्य/संघ राज्य क्षेत्र, क्षेत्र और देश के लिए वर्षवार विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाना; और
- ii. वर्ष 2031-32 और 2036-37 तक की अवधि के लिए प्रत्येक राज्य/संघ राज्य क्षेत्र, क्षेत्र और देश के लिए संभावित विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाना।

इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण समिति में विद्युत क्षेत्र से विभिन्न पणधारकों का प्रतिनिधित्व सुनिश्चित किया गया। इसमें नीति आयोग, विद्युत मंत्रालय, ऊर्जा कुशलता ब्यूरो, एनटीपीसी, एनएचपीसी, आरईसी, बीबीएमबी, राजकीय पारेषण कंपनियों, राजकीय वितरण कंपनियों, विद्युत विभागों, टीईआरआई, एफआईसीसीआई (फिक्की), सीआईआई, एनसीईआर आदि के प्रतिनिधियों को शामिल किया गया। 19वीं ईपीएस रिपोर्ट जनवरी 2017 में प्रकाशित की गई।

### 4.2 अपनायी गई कार्यप्रणाली

19वीं ईपीएस के लिए विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए पार्सियल इंड यूज मेथड (पीईयूएम) को अपनाया गया है। पार्सियल इंड यूज मेथड एक "बॉटम-अप" पहल है, जिसके अंतर्गत अंतिम इस्तेमाल अथवा उपभोक्ताओं की विभिन्न श्रेणियों जैसे कि घरेलू, वाणिज्यिक, सिंचाई, उद्योग, रेलवे ट्रैकसन आदि की अंतिम ऊर्जा आवश्यकताओं पर ध्यान केंद्रित किया जाता है। भारत सरकार / राज्य सरकारों की विभिन्न पहलों जैसे कि सभी के लिए विद्युत (पीएफए), डीएसएम, ऊर्जा संरक्षण और कुशलता सुधार के उपायों, मेक इन इंडिया आदि का विद्युत मांग के पूर्वानुमान में व्यापक रूप से ध्यान रखा गया है।

#### 4.2.1 विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए डेटा

विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों की वितरण कंपनियों (डिस्कॉम)/ विद्युत कंपनियों/ विद्युत विभागों द्वारा वर्ष 2003-04 से वार्षिक विद्युत डेटा प्रस्तुत किया गया था, जिसमें विद्युत ऊर्जा की श्रेणीवार खपत, संबद्ध श्रेणीवार विद्युत भार, टी एंड डी हानियां, मध्यावधि जनसंख्या, उपभोक्ताओं की संख्या, विद्युत से चलने वाले सिंचाई पंप

सेट की संख्या, सिंचाई पंप सेट की एकीकृत क्षमता आदि शामिल है। राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों की वितरण कंपनियों (डिस्कॉम)/ विद्युत कंपनियों/ विद्युत विभागों द्वारा टी एंड डी हानियों में कमी के लिए चलाए जा रहे कार्यक्रम, विद्युत रहित परिवारों के विद्युतीकरण, सिंचाई पंपसेट ऊर्जाकरण कार्यक्रम, लिफ्ट सिंचाई योजनाओं के विवरण, एलटी और एचटी सार्वजनिक जल कार्य, वृहद विद्युत आपूर्ति आदि जैसी अतिरिक्त सूचना भी उपलब्ध कराई गई। कुछ राज्यों ने यह संकेत दिया कि उनके राज्य/राज्यों द्वारा अपनायी गई खपत की विभिन्न श्रेणियों के लिए टैरिफ ढांचा उन श्रेणियों से अलग हैं, जिन्हें ईपीएस में शामिल किया गया था। इसलिए उन्होंने के. वि. प्रा. को सूचना प्रस्तुत करते समय इन्हें व्यापक श्रेणियों में शामिल कर लिया है।

वास्तविक विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और उपलब्धता, पीक विद्युत मांग और पूरी की गई पीक विद्युत मांग तथा अंतरक्षेत्रीय और अखिल भारतीय विविधता घटकों को दर्शाते हुए के. वि. प्रा. द्वारा विद्युत आपूर्ति की स्थिति के राज्य/संघ राज्य क्षेत्रवार विवरणों का भी अध्ययन किया गया और मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए उनपर विचार किया गया। रेलवे ट्रैक्सन के लिए विद्युत मांग संबंधी राज्य/ संघ राज्य क्षेत्रवार डेटा रेल मंत्रालय/रेलवे बोर्ड द्वारा उपलब्ध कराया गया, जो उनकी रेलवे ट्रैक विद्युतीकरण और विस्तार योजनाओं पर आधारित था।

वर्ष 2015-16 को आधार वर्ष मानते हुए वर्ष 2016-17 से 2026-27 के लिए वर्षवार विद्युत मांग पूर्वानुमान लगाया गया है। वर्ष 2031-32 और 2036-37 के लिए संभावित विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाया गया है। मध्यावधि/दीर्घकालिक विद्युत मांग का पूर्वानुमान 66 डिस्कॉम, 36 राज्यों / संघ राज्य क्षेत्रों, 5 क्षेत्रीय और पूरे देश के लिए लगाया गया है। चूंकि कुछ वितरण लाइसेंस धारकों (अर्थात् केईएससीओ, जेयूएससीओ आदि) ने अलग से डेटा प्रस्तुत नहीं किया, उन्हें मुख्य वितरण लाइसेंस धारक द्वारा प्वाइंट लोड के रूप में माना गया है।

### 4.3 विद्युत मांग को प्रभावित करने वाली सरकार की नीतिगत पहलें

#### 4.3.1 एटी एंड सी हानियों में कमी

एटी एंड सी हानियों को घटाने के लिए सरकार द्वारा उज्ज्वल डिस्कॉम आश्वासन योजना (यूडीएवाई), आईपीडीएस, डीडीयूजीजेवाई आदि जैसे कार्यक्रम कार्यान्वित किए जा रहे हैं। इसके अंतर्गत वर्ष 2021-22 तक अखिल भारतीय स्तर पर एटी और सी हानियों को लगभग 13 % तक घटाने का लक्ष्य रखा गया है। एटी और सी हानियों में कमी के परिणामस्वरूप विद्युत की मांग भी घटेगी। डिस्कॉम के लिए हानियों को संबंधित डिस्कॉम द्वारा दी गई हानि में कमी के अनुसार ट्रेजिकटरी के रूप में लिया गया है।

#### 4.3.2 डीएसएम, ऊर्जा संरक्षण और कुशलता सुधार कार्यक्रम

विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार और राज्य सरकारों ने वृहद मांगपक्ष प्रबंधन (डीएसएम), ऊर्जा कुशलता में सुधार और ऊर्जा संरक्षण उपायों जैसे एस एंड एल (मानक और लेबलिंग), उद्योगों में परफॉर्म-एचीव-ट्रेड (पीएटी) योजना, ऊर्जा कुशल लाइटिंग समाधान, सुपर एफिसिएंट इक्विपमेंट प्रोग्राम आदि के लिए विभिन्न कार्यक्रम शुरू किए हैं। विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग में इन कार्यक्रमों के कार्यान्वयन से निश्चित रूप से कमी होगी। विद्युत मांग पूर्वानुमान के लिए की गई कार्रवाई में इन पहलों को उचित स्थान दिया गया है।

#### 4.3.3 सभी के लिए विद्युत (पीएफए) पहल

भारत सरकार ने संबंधित राज्य सरकारों/ संघ राज्य क्षेत्र के साथ उनकी नीति के अनुसार सभी परिवारों / घरों, औद्योगिक और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं को 24X7 विद्युत उपलब्ध कराने और कृषि उपभोक्ताओं को उनकी नीति के अनुसार पर्याप्त विद्युत की आपूर्ति के लिए राज्य/ संघ राज्य क्षेत्र विशेष पर आधारित दस्तावेज तैयार करने के लिए एक संयुक्त पहल शुरू की थी। इस पहल का उद्देश्य मौजूदा उपभोक्ताओं को गुणवत्ता युक्त विद्युत की निर्बाध आपूर्ति सुनिश्चित करना और वर्ष 2019 तक चरणबद्ध ढंग से सभी विद्युत रहित उपभोक्ताओं को विद्युत उपलब्ध कराना है। इस पहल के परिणामस्वरूप पूर्वानुमान की अवधि के आरंभिक वर्षों में विद्युत ऊर्जा आवश्यकता तुलनात्मक रूप से बढ़ेगी।

#### 4.3.4 डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर

रेलवे ट्रैक के विद्युतीकरण और विस्तार योजनाओं के लिए उनके कार्यक्रम के आधार पर रेल मंत्रालय/रेलवे बोर्ड द्वारा उपलब्ध कराई गई सूचना के अनुसार रेलवे की विद्युत मांग में डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर के लिए विद्युत की मांग को शामिल किया गया है।

#### 4.3.5 मेक इन इंडिया

मेक इन इंडिया बहुराष्ट्रीय के साथ-साथ राष्ट्रीय कंपनियों को भारत में अपने उत्पादों का विनिर्माण करने के लिए प्रोत्साहित करने हेतु भारत सरकार द्वारा शुरू की गई एक पहल है। इस पहल के परिणामस्वरूप विद्युत की मांग बढ़ेगी। राज्य की विद्युत कंपनियों / डिसकॉम से अनुरोध किया गया कि वे अपने मांग पूर्वानुमानों में इस कार्यक्रम के कारण बढ़ने वाली विद्युत मांग को भी शामिल करें।

#### 4.3.6 विद्युत वाहन

भारी उद्योग विभाग, भारत सरकार की नेशनल इलेक्ट्रिक मोबिलिटी मिशन योजना- 2012 के अनुसार वर्ष 2020 तक भारत में इलेक्ट्रिक वाहनों की संख्या 6 मिलियन (4 मिलियन दोपहिया वाहन और 2 मिलियन चारपहिया वाहन) होने का अनुमान है। इन इलेक्ट्रिक वाहनों को दिन के समय अर्थात् जब सौर विद्युत सर्वाधिक मात्रा में उपलब्ध होगी, चार्ज किए जाने की संभावना है, जब थर्मल पावर स्टेशन पार्ट लोड पर चल रहे होंगे या फिर इन्हें ऑफ पीक घंटों अर्थात् उस समय चार्ज किया जाएगा, जब रात को वे वाहन लौटकर वापस आएंगे। अतः इसके फलस्वरूप पीक विद्युत मांग नहीं बढ़ेगी।

#### 4.3.7 रूफ टॉप सौर कार्यक्रम

भारत ने यहां उपलब्ध उल्लेखनीय नवीकरणीय ऊर्जा संभावनाओं को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2022 तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य निर्धारित किया है। इसमें 100 गीगावाट सौर, 60 गीगावाट पवन, 10 गीगावाट बायोमास और 5 गीगावाट लघु जल विद्युत शामिल हैं। 100 गीगावाट सौर विद्युत में से 40 गीगावाट सौर रूफ टॉप विद्युत शामिल है। विद्युत की कुछ मांग स्थानीय रूप से इन रूफ टॉप सौर स्थापनाओं के जरिए पूरी की जाएगी, इसके परिणामस्वरूप ग्रिड से तुलनात्मक रूप से विद्युत की आवश्यकता कम होगी। भारत सरकार और राज्यों की विभिन्न पहलों, नीतियों / कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के फलस्वरूप विद्युत मांग पर इनके संभावित प्रभाव को विद्युत मांग के पूर्वानुमान में उपयुक्त स्थान दिया गया है। राज्य के प्राधिकारियों ने यह संकेत दिया है कि 19वें ईपीएस सर्वे के लिए के. वि. प्रा. को प्रस्तुत किया गया डेटा संबंधित डिसकॉम / राज्यों / संघ राज्य क्षेत्रों की विद्युत मांग पर इन नीतियों / कार्यक्रमों के प्रभाव पर विचार करने के बाद तैयार किया गया है।

### 4.4 विद्युत मांग के पूर्वानुमान का सिंहावलोकन

#### 4.4.1 अखिल भारतीय स्तर पर वर्ष 2016-17 से 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत मांग के पूर्वानुमान

वर्ष 2016-17, 2021-22 और 2026-27 के दौरान अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत खपत का पूर्वानुमान क्रमशः 921 बिलियन यूनिट, 1300 बिलियन यूनिट और 1743 बिलियन यूनिट के रूप में लगाया गया है। वर्ष 2016-17, 2021-22 और 2026- 27 के दौरान अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का पूर्वानुमान क्रमशः 1160 बिलियन यूनिट, 1566 बिलियन यूनिट और 2047 बिलियन यूनिट के रूप में लगाया गया है। वर्ष 2016-17 के दौरान पीक विद्युत मांग का अनुमान 162 गीगावाट, वर्ष 2021-22 के दौरान 226 गीगावाट और वर्ष 2026-27 के दौरान 299 गीगावाट के रूप में लगाया गया है। वर्ष 2016-17, 2021-22 और 2026- 27 के दौरान विद्युत ऊर्जा खपत, टी एंड डी हानियों, विद्युत ऊर्जा आवश्यकता, पीक विद्युत मांग और निकाले गए भार घटक के विवरण नीचे तालिका 4.1 में संक्षिप्त रूप में दिए गए हैं।

तालिका 4.1

19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार अखिल भारतीय स्तर पर वर्ष 2016-17, 2021-22 और 2026-27 के दौरान विद्युत ऊर्जा खपत, टी एंड डी हानियों, विद्युत ऊर्जा आवश्यकता, पीक विद्युत मांग और निकाला गया भार घटक

	वर्ष			सीएजीआर (%)	
	2016-17	2021-22	2026-27	2016-17 to 2021-22	2021-22 to 2026-27
विद्युत ऊर्जा खपत (मिलियन यूनिट)	920,837	1,300,486	1743,086	7.15	6.03
टी एंड डी हानियां (मिलियन यूनिट)	239,592	265,537	304,348		
टी एंड डी हानियां (%)	20.65	16.96	14.87		
विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (मिलियन यूनिट)	1160,429	1566,023	2047,434	6.18	5.51
पीक विद्युत मांग (मेगावाट)	161,834	225,751	298,774	6.88	5.77
निकाला गया भार घटक (%)	81.85	79.19	78.23		

जैसा कि तालिका 4.1 से स्पष्ट है कि वर्ष 2016-17 से 2021-22 की अवधि के दौरान विद्युत ऊर्जा आवश्यकता के सीएजीआर की गणना 6.18 % प्राप्त होती है और वर्ष 2021-22 से वर्ष 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का सीएजीआर 5.51 % प्राप्त होता है। वर्ष 2010-11 से 2015-16 की अवधि के दौरान देश में विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का सीएजीआर 5.28 % देखा गया है।

वर्ष 2016-17 से 2021-22 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा खपत का सीएजीआर 7.15 % निकलता है और वर्ष 2021-22 से 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा खपत का सीएजीआर 6.03 % निकलता है। विद्युत ऊर्जा आवश्यकता में वृद्धि का प्रतिशत टीएंड डी हानियों में कमी के फलस्वरूप विद्युत खपत में वृद्धि की तुलना में कम है।

#### 4.4.2 वर्ष 2016-17, 2021-22 और 2026-27 के लिए क्षेत्रवार विद्युत मांग पूर्वानुमान

वर्ष 2016-17 से 2021-22 और 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग का क्षेत्रवार सारांश तालिका 4.2 में दिया गया है।

## तालिका 4.2

19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2016-17 से 2021-22 और 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग का क्षेत्रवार सारांश

क्षेत्र	विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)			पीक विद्युत मांग (मेगावाट)		
	2016-17	2021-22	2026-27	2016-17	2021-22	2026-27
उत्तरी	356,521	468,196	616,345	55,596	73,770	97,182
पश्चिमी	352,304	481,501	627,624	50,141	71,020	94,825
दक्षिणी	307,047	420,753	550,992	44,782	62,975	83,652
पूर्वी	128,300	171,228	217,468	20,883	28,046	35,674
उत्तर-पूर्वी	15,876	23,809	34,301	2,810	4,499	6,710
उप जोड़ (क्षेत्र)	1160,048	1565,487	2046,730	161,757	225,643	298,632
अंडमान एंड निकोबार द्वीप समूह	329	475	632	67	97	129
लक्षद्वीप	52	62	73	10	11	13
अखिल भारतीय	1160,429	1566,023	2047,434	161,834	225,751	298,774

वर्ष 2016-17, 2021-22 और 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एक्स-बस) और पीक विद्युत मांग के राज्य/ संघ राज्य क्षेत्रवार विवरण क्रमशः अनुबंध 4.1 और अनुबंध 4.2 में दिए गए हैं।

इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण समिति द्वारा तैयार किए गए विद्युत मांग पूर्वानुमान में केवल यूटिलिटी के लिए विद्युत मांग को ही शामिल किया जाता है। इन पूर्वानुमानों में उद्योगों और अन्य उपभोक्ताओं की विद्युत मांग के उस भाग को शामिल नहीं किया जाता है, जो कैप्टिव पावर प्लांटों से पूरा किया जाएगा।

#### 4.5 कैप्टिव पावर प्लांट (सीपीपी)

देश में विभिन्न प्रकार और आकार वाले सह उत्पादन पावर प्लांटों सहित बड़ी संख्या में कैप्टिव पावर प्लांट मौजूद हैं, जिनका सदुपयोग या तो प्रक्रिया उद्योग में अथवा इनहाउस खपत के लिए किया जाता है। कुछ प्लांट केवल आपातकाल, जब ग्रिड से आपूर्ति उपलब्ध नहीं होती है, के दौरान ही प्रचालन के लिए स्टैंडबाई यूनिटों के रूप में स्थापित किए जाते हैं। अतः सह उत्पादन पावर प्लांटों सहित कैप्टिव पावर प्लांट देश की विद्युत मांग को पूरा करने में एक पूरक भूमिका अदा करते हैं।

##### 4.5.1 स्थापित क्षमता और कैप्टिव पावर प्लांटों से विद्युत उत्पादन

कुछ वर्षों के दौरान कैप्टिव पावर प्लांट का प्रादुर्भाव अपनी अधिशेष विद्युत की बिक्री कर अधिकाधिक लाभ अर्जित करने के साधन के रूप में एकल प्रमोटर के स्वामित्व वाले पावर प्लांटों से ग्रुप कैप्टिव पावर प्लांटों के रूप में हुआ है। कैप्टिव पावर प्लांटों (एक मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाले) की स्थापित क्षमता 31 मार्च 2015 की स्थिति के अनुसार 44,657 मेगावाट थी। वर्ष 2015-16 के दौरान कैप्टिव पावर प्लांटों से सकल रूप से विद्युत का उत्पादन 162 बिलियन यूनिट था। इसके विवरण तालिका 4.3 में दिए गए हैं।

## तालिका 4.3

कैप्टिव पावर प्लांटों की मोडवार स्थापित क्षमता और उनका विद्युत उत्पादन  
(31 मार्च 2015 की स्थिति के अनुसार 1 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाले)

क्र.सं.	मोड	स्थापित क्षमता (1 मेगावाट और उससे अधिक) (मेगावाट)	वर्ष 2014-15 में विद्युत उत्पादन (एमयू)
1	जल विद्युत	65.09	144.69
2	वाष्प	26,088.59	1,28,401.06
3	डीज़ल	13,309.73	12,376.00
4	गैस	5,193.44	21,135.25
	<b>कुल</b>	<b>44,656.85</b>	<b>1,62,057.00</b>

#### 4.5.2 उद्योगों द्वारा कैप्टिव उत्पादन- स्वयं इस्तेमाल की स्थिति और ग्रिड को निर्यात की गई विद्युत ऊर्जा

कैप्टिव पावर प्लांटों को दी जा रही वरीयता को ध्यान में रखते हुए और साथ ही विद्युत अधिनियम 2003 के उदार प्रावधानों को ध्यान में रखते हुए ग्रिड में अधिशेष विद्युत की फीडिंग को प्रोत्साहन देने के फलस्वरूप कैप्टिव पावर प्लांट भी ग्रिड में अपनी अधिशेष विद्युत की फीडिंग करते आ रहे हैं। इसके विवरण तालिका 4.4 में दिए गए हैं।

## तालिका 4.4

कैप्टिव पावर प्लांटों की स्थापित क्षमता, विद्युत उत्पादन और ग्रिड में फीड की गई विद्युत

	कैप्टिव पावर प्लांटों की स्थापित क्षमता (मेगावाट)	कैप्टिव पावर प्लांटों से निबल विद्युत उत्पादन (एमयू)	स्वयं के इस्तेमाल के लिए कैप्टिव पावर प्लांट रखने वाले उद्योगों द्वारा प्रयुक्त विद्युत (एमयू)	बिजली कंपनियों को निर्यात की गई विद्युत (एमयू)
2009-10	31,516.87	97,444.67	88,412.33	9,032.34
2010-11	34,444.12	1,10,326.40	96,098.37	14,228.03
2011-12	39,375.37	1,22,524.78	1,12,261.61	10,263.17
2012-13	40,726.39	1,31,511.93	1,15,457.79	16,054.14
2013-14	42,257.87	1,36,301.05	1,22,300.32	14,000.73
2014-15	44,656.85	1,47,468.49	1,34,271.80	13,196.69

ग्रिड आपूर्ति में सुधार के साथ कैप्टिव पावर प्लांटों से आपूर्ति को आंशिक रूप से प्रतिस्थापित करते हुए ग्रिड आपूर्ति का परिदृश्य तैयार किया गया है। तालिका 4.5 और 4.6 में स्वयं इस्तेमाल के लिए ऊर्जा की भावी आवश्यकता का परिदृश्य दर्शाया गया है, जिसे यूटिलिटी ग्रिड को औद्योगिक खपत का कोई हस्तांतरण किए बिना वर्ष 2016-17 से 2026-27 की अवधि के दौरान सीपीपी उत्पादन (एमयू) से पूरा किया जाएगा और स्वयं इस्तेमाल के लिए भावी ऊर्जा के पूर्वानुमान को वर्ष 2021-22 में यूटिलिटी ग्रिड को सीपीपी से 15% विद्युत ऊर्जा के हस्तांतरण के साथ और वर्ष 2026-27 में यूटिलिटी ग्रिड को सीपीपी से 25 % विद्युत ऊर्जा के हस्तांतरण के साथ पूरा किया जाएगा।

## तालिका 4.5

सीपीपी उत्पादन से ऊर्जा खपत (स्वयं के इस्तेमाल) का पूर्वानुमान

वर्ष	स्वयं इस्तेमाल के लिए सीपीपी उत्पादन (एमयू)	ग्रिड आपूर्ति को हस्तांतरण द्वारा सीपीपी से विद्युत खपत में कमी (%)	ग्रिड आपूर्ति को आंशिक हस्तांतरण के बाद सीपीपी से उद्योगों द्वारा खपत की गई निबल विद्युत (एमयू)
2016-17	1,59,675	0	1,59,675
2021-22	2,34,627	15	1,99,433
2026-27	3,39,382	25	2,54,987

## तालिका 4.6

ग्रिड आपूर्ति के लिए कैप्टिव पावर प्लांटों से उद्योगों द्वारा खपत की गई विद्युत के हस्तांतरण पर विचार करते हुए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का पूर्वानुमान

वर्ष	विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (युटिलिटी-ग्रिड आपूर्ति)	युटिलिटी ग्रिड को सीपीपी से खपत ऊर्जा के आंशिक हस्तांतरण के कारण युटिलिटी ग्रिड से उद्योगों द्वारा ऊर्जा आवश्यकता में वृद्धि (टी एंड डी हानियों सहित) (एमयू)	ग्रिड आपूर्ति के लिए कैप्टिव पावर प्लांटों से उद्योगों द्वारा खपत की गई ऊर्जा के आंशिक हस्तांतरण पर विचार करते हुए अखिल भारतीय स्तर पर संशोधित विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)
2016-17	11,60,429	0	11,60,429
2021-22	15,66,023	41,163	16,07,186
2026-27	20,47,434	97,634	21,45,068

यदि क्रमशः वर्ष 2021-22 और 2026-27 में कैप्टिव पावर प्लांटों से उद्योगों द्वारा खपत की जाने वाली 15% और 25% विद्युत युटिलिटी ग्रिड को हस्तांतरित कर दी जाती है, तो ऐसा अनुमान है कि उद्योगों को युटिलिटी ग्रिड से वर्ष 2021-22 में लगभग 41 बिलियन यूनिट और वर्ष 2026-27 में 97 बिलियन यूनिट अतिरिक्त विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता होगी। तथापि, चूंकि औद्योगिक और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए विद्युत टैरिफ वर्तमान में अधिक है क्योंकि ये छोटे उपभोक्ताओं को क्रॉस सब्सिडी दे रहे हैं, अतः औद्योगिक और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए अपनी स्वयं के कैप्टिव पावर प्लांटों से विद्युत लेना तुलनात्मक रूप से सस्ता सौदा हो सकता है। वस्तुतः कैप्टिव पावर प्लांटों की स्थापना और इनके लिए इक्विटी लेने पर ब्याज बढ़ता जा रहा है, इसलिए ग्रिड आपूर्ति से उल्लेखनीय रूप से पलायन हो रहा है। इसलिए उपर्युक्त परिदृश्य को विद्युत मांग के पूर्वानुमानों में संभावित परिदृश्य के रूप में नहीं माना जाता है।

## 4.6 निष्कर्ष

उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता की गणना के लिए 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग को लिया गया है। ईपीएस रिपोर्ट तैयार करने के लिए की गई कार्रवाई में सभी पणधारकों को शामिल किया गया है और एक गहन कार्रवाई की गई है। राज्य, क्षेत्र और अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए वितरण कंपनी वार विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाया गया है। उत्पादन क्षमता विस्तार की आयोजना के लिए अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग को अपनाया गया है, जो नीचे दिए अनुसार हैं :

वर्ष	विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)	पीक विद्युत मांग (मेगावाट)
2021-22	1566,023	2,25,751
2026-27	2047,434	2,98,774

## अनुबंध - 4.1

राज्य/ संघ राज्य क्षेत्रवार विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (युटिलिटी) (एक्स-बीयूएस) (एमयू)

राज्य/ संघ राज्य	2016-17	2021-22	2026-27
दिल्ली	31937	37778	44267
हरियाणा	48991	63618	85743
हिमाचल प्रदेश	9726	11866	14576
जम्मू और कश्मीर	14871	18819	25254
पंजाब	54118	72392	95658
राजस्थान	73222	91216	126290
उत्तर प्रदेश	108070	150797	195323
उत्तराखंड	13712	19406	26480
चंडीगढ़	1876	2304	2756
उत्तरी क्षेत्र	<b>356521</b>	<b>468196</b>	<b>616345</b>
गोवा	4236	5593	6932
गुजरात	98376	136159	178693
छत्तीसगढ़	27167	37840	51088
मध्य प्रदेश	68588	99871	125394
महाराष्ट्र	145396	189983	249628
दादर एंड नागर हवेली	6550	9343	12373
दमन एंड दीउ	1991	2712	3517
पश्चिमी क्षेत्र	<b>352304</b>	<b>481501</b>	<b>627624</b>
आंध्र प्रदेश	54673	78540	111485
तेलंगाना	52695	84603	104345
कर्नाटक	66146	85932	110368
केरल	24622	31371	39357
तमिलनाडु	105923	136643	180989
पुदुचेरी	2990	3664	4448
दक्षिणी क्षेत्र	<b>307047</b>	<b>420753</b>	<b>550992</b>
बिहार	21599	38416	54363
झारखंड	22847	30649	39252
ओड़ीशा	26028	32164	37453
पश्चिम बंगाल	57342	69361	85590
सिक्किम	484	638	810

पूर्वी क्षेत्र	128300	171228	217468
असम	8997	14051	20462
मणिपुर	1240	2103	3300
मेघालय	2094	2566	3177
नागालैंड	815	1129	1524
त्रिपुरा	1265	1595	1930
अरुणाचल प्रदेश	886	1498	2601
मिजोरम	580	866	1307
उत्तर पूर्वी क्षेत्र	15876	23809	34301
अंडमान एंड निकोबार द्वीप समूह	329	475	632
लक्षद्वीप	52	62	73
अखिल भारतीय (विद्युत ऊर्जा आवश्यकता)	1160,429	1566,023	2047,434

## अनुबंध-4.2

## राज्य/ संघ राज्य क्षेत्रवार पीक विद्युत ऊर्जा मांग (युटिलिटी) बीयूएस (मेगावाट)

राज्य/ संघ राज्य	2016-17	2021-22	2026-27
दिल्ली	6318	7471	8751
हरियाणा	9428	12222	16451
हिमाचल प्रदेश	1555	1898	2331
जम्मू और कश्मीर	2278	3095	4482
पंजाब	11551	14886	18809
राजस्थान	11535	14435	20131
उत्तर प्रदेश	16067	23664	31064
उत्तराखंड	2153	3180	4538
चंडीगढ़	400	491	587
उत्तरी क्षेत्र	<b>55596</b>	<b>73770</b>	<b>97182</b>
गोवा	624	858	1096
गुजरात	15373	21429	28387
छत्तीसगढ़	4348	6208	8518
मध्य प्रदेश	10766	15676	19682
महाराष्ट्र	20446	28866	39828
दादर एंड नागर हवेली	861	1291	1798
दमन एंड दीउ	313	426	553
पश्चिमी क्षेत्र	<b>50141</b>	<b>71020</b>	<b>94825</b>
आंध्र प्रदेश	8245	11843	16820
तेलंगाना	8300	14499	18653
कर्नाटक	10895	14271	18481
केरल	4131	5263	6603
तमिलनाडु	15412	20273	27392
पुदुचेरी	476	583	708
दक्षिणी क्षेत्र	<b>44782</b>	<b>62975</b>	<b>83652</b>
बिहार	3607	6576	9308
झारखंड	3905	5193	6626
ओडीशा	4306	5340	6273
पश्चिम बंगाल	10383	12688	15680
सिक्किम	129	170	216

पूर्वी क्षेत्र	<b>20883</b>	<b>28046</b>	<b>35674</b>
असम	1550	2713	4166
मणिपुर	232	410	667
मेघालय	399	488	605
नागालैंड	166	234	322
त्रिपुरा	297	391	495
अरुणाचल प्रदेश	164	278	482
मिजोरम	118	171	252
उत्तर पूर्वी क्षेत्र	<b>2810</b>	<b>4499</b>	<b>6710</b>
अंडमान एंड निकोबार द्वीप समूह	67	97	129
लक्षद्वीप	10	11	13
अखिल भारतीय (विद्युत ऊर्जा आवश्यकता)	<b>161,834</b>	<b>225,751</b>	<b>298,774</b>

## अध्याय 5

### उत्पादन आयोजना

#### 5.0 प्रस्तावना

विद्युत देश के सामाजिक - आर्थिक विकास का लक्ष्य हासिल करने के लिए प्रमुख समर्थकारी कारकों में से एक है। लक्षित वृद्धि दर हासिल करने के लिए हमेशा बढ़ रही विद्युत मांग को पूरा करने के लिए अपनाए गए विभिन्न तरीकों के बीच उत्पादन क्षमता का सुदृढीकरण सर्वाधिक महत्वपूर्ण घटक है। आर्थिक वृद्धि के फलस्वरूप विद्युत की मांग भी बढ़ती है। इस मांग को पूरा करने के लिए विद्युत के उत्पादन हेतु उपलब्ध सीमित ईंधन स्रोतों को ध्यान में रखते हुए क्षमता अभिवृद्धि की योजना बहुत ही अनुकूल तरीके से बनाई जानी चाहिए।

12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से 88,537 मेगावाट के लक्ष्य की तुलना में 99,209 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि की गई। भारतीय विद्युत क्षेत्र के इतिहास में पहली बार एक ही योजना अवधि के दौरान इतना बड़ा क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य हासिल किया गया, जो कि निर्धारित लक्ष्य की तुलना में 112% है। 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान प्राप्त की गई क्षमता अभिवृद्धि निर्धारित लक्ष्य की तुलना में 69.84% थी।

इस अध्याय में वर्ष 2021-22 और 2026-27 के अंत तक पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से आवश्यक क्षमता अभिवृद्धि का मूल्यांकन करने के लिए अपनाई गई उत्पादन आयोजना के सिद्धांतों और पद्धति के बारे में जानकारी दी गई है। इसमें गैर पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य पर भी विचार किया गया है।

#### 5.1 भारत में विद्युत उत्पादन के लिए विकल्प

हमारे देश में विद्युत उत्पादन के लिए कोयला प्रमुख स्रोत है और चूंकि निम्न कार्बन उत्सर्जन रणनीति को अपनाया जाना है, अतः उत्पादन के अन्य विकल्पों का सर्वाधिक अनुकूल ढंग से लाभ उठाए जाने की आवश्यकता है।

विद्युत उत्पादन के लिए उपलब्ध ईंधन के विकल्प निम्नानुसार हैं:

- पारंपरिक स्रोत – कोयला और लिग्नाइट, जल विद्युत, नाभिकीय और प्राकृतिक गैस
- गैर पारंपरिक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत – सौर, पवन, बायोमास, लघु जल विद्युत, चक्रवातीय, भूतापीय, अपशिष्ट ऊर्जा, हाइड्रोजन / फ्यूल सेल आदि।

#### 5.2 भारत में पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन

##### 5.2.1 जल विद्युत

चिह्नित की गई कुल 845 जल विद्युत परियोजनाओं से देश में कुल जल विद्युत क्षमता का मूल्यांकन 84,044 मेगावाट ( 60% लोड फैक्टर पर) के रूप में किया गया, जिसका पूरी तरह से विकास हो जाने पर संभवतः औसत लोड फैक्टर के आधार पर लगभग 1,48,701 मेगावाट की स्थापित क्षमता उपलब्ध हो जाएगी। कुल ऊर्जा क्षमता का मूल्यांकन 600 बिलियन यूनिट प्रतिवर्ष के रूप में किया गया। जल विद्युत का उपयोग इसकी अधिकतम क्षमता के साथ पीक लोड को पूरा करने के लिए किया जाता है और सभी नई परियोजनाओं का डिजाइन इस उद्देश्य को दिमाग में रखते हुए तैयार किया जाना चाहिए। तथापि भारत की जल विद्युत क्षमता का पूर्ण विकास, जहां एक ओर तकनीकी रूप से व्यवहार्य है, वहीं दूसरी ओर जल अधिकारों, परियोजना प्रभावित लोगों के पुनर्वास और पुनर्स्थापना तथा पर्यावरणीय चिंताओं आदि जैसे मुद्दों सहित विभिन्न मुद्दों से प्रभावित होता है और इसकी पूरी क्षमता का दोहन के लिए इन सभी मुद्दों का समाधान करना आवश्यक है। दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार देश में जल विद्युत प्लांटों की स्थापित क्षमता 44,478 मेगावाट थी, जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 13.6% है।

##### 5.2.2 नाभिकीय

वर्तमान में न्यूक्लियर पावर कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड 6,680 मेगावाट की स्थापित क्षमता के साथ 21 रिएक्टरों का प्रचालन कर रहा है। इन 21 रिएक्टरों में से वर्तमान में 4,280 मेगावाट की स्थापित क्षमता के साथ 13 रिएक्टर आईएईए सुरक्षोपायों के तहत हैं और इनमें आयातित ईंधन का उपयोग किया जाता है। 2400 मेगावाट की स्थापित क्षमता वाले शेष 8 रिएक्टरों में स्वदेशी ईंधन का इस्तेमाल किया जाता है। उपर्युक्त के अलावा 100 मेगावाट क्षमता वाला एक

पीएचडब्ल्यूआर आरएपीपी 1 काफी लंबे समय अर्थात् वर्ष 2004 से शटडाउन है। 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार देश के नाभिकीय विद्युत प्लांटों की स्थापित क्षमता 6,780 मेगावाट थी, जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 2.1% है।

### 5.2.3 गैस

कार्बन डाइ ऑक्साइड (CO<sub>2</sub>) के उत्सर्जन को घटाने के लिए गैस आधारित क्षमता अभिवृद्धि को आवश्यक समझा जाता है और तेजी से रैंप-अप और रैंप-डाउन की उनकी क्षमता का सदुपयोग करना आवश्यक माना जाता है। तेजी से रैंपिंग क्षमता का लाभ बड़े पैमाने पर नवीकरणीय ऊर्जा के एकीकरण को ध्यान में रखते हुए और अधिक महत्वपूर्ण हो जाता है। आधुनिक संयुक्त चक्र गैस टर्बाइन (सीसीडीटी) की कोयला आधारित प्लांटों (सुपर क्रिटिकल यूनिटों की सकल क्षमता लगभग 40% है) की तुलना में लगभग 55% की उच्च क्षमता होती है। गैस टर्बाइन और इंजनों को पारेषण प्रणाली की आवश्यकता को न्यूनतम करने के उद्देश्य से लोड सेंटर के आसपास ही स्थापित किया जा सकता है और इनका प्रचालन इस ढंग से किया जा सकता है ताकि पीक घंटों के दौरान इनके आउटपुट को अधिकतम और ऑफ पीक घंटों के दौरान न्यूनतम किया जा सके। तथापि, विद्युत क्षेत्र सहित देश में प्राकृतिक गैस की बढ़ रही मांग के अनुरूप गैस का उत्पादन और आपूर्ति गति नहीं पकड़ रहे थे। देश में गैस आधारित पावर स्टेशनों को गैस की आपूर्ति अपर्याप्त है और इससे देश को भारी मात्रा में उत्पादन हानि हो रही है। वर्तमान में मौजूदा गैस आधारित पावर प्लांट लगभग 23% के बहुत ही कम पीएलएफ पर प्रचालित हो रही हैं और कुछ गैस आधारित पावर प्लांट घरेलू स्तर पर प्राकृतिक गैस की अनुपलब्धता के कारण बेकार और बंद पड़े हुए हैं।

दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार गैस आधारित पावर स्टेशनों की स्थापित क्षमता 26,167 मेगावाट (तरल ईंधन आधारित सहित) थी, जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 8 % है।

### 5.2.4 कोयला/ लिग्नाइट

कोयला आधारित विद्युत उत्पादन भारतीय विद्युत क्षेत्र की रीढ़ है और देश में विद्युत के उत्पादन के मामले में लगातार इसका बर्चस्व बना रहेगा। पर्यावरणीय चिंताओं के कारण स्वच्छ कोयला आधारित प्रौद्योगिकियों जैसे सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी को अपनाया गया है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित लगभग 35,230 मेगावाट की कुल क्षमता स्थापित की गई है।

लिग्नाइट सीमित स्थानों जैसे कि तमिलनाडु में नेवेली, गुजरात में सूरत और अकरीमोटा और राजस्थान में बरसिंगसर, पलाना, बिठनोक में ही उपलब्ध है। चूंकि लिग्नाइट तुलनात्मक रूप से उथली सतहों पर उपलब्ध है और इसे स्थानांतरित नहीं किया जा सकता है, इसलिए पिटहेट स्टेशनों में विद्युत उत्पादन के लिए इसका इस्तेमाल करना आकर्षक विकल्प के रूप में पाया गया है।

दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार कोयला आधारित स्थापित क्षमता 1,92,162.88 मेगावाट थी, जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 58.8% है।

### 5.3 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन

दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से स्थापित क्षमता 57,244 मेगावाट थी। देश की कुल स्थापित क्षमता नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) की हिस्सेदारी लगभग 17.5 % है। तथापि, इन स्रोतों से प्राप्त होनेवाली ऊर्जा को स्वच्छ और हरित ऊर्जा मानते हुए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को बढ़ावा देने में भारत सरकार द्वारा दिए जा रहे जोर के कारण आने वाले वर्षों में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की हिस्सेदारी काफी हद तक बढ़ेगी।

भारत सौर बेल्ट में अपनी अवस्थिति के कारण सौर ऊर्जा प्राप्त करने वाले सर्वश्रेष्ठ देशों में से एक है और यहां विद्युत उत्पादन के लिए 749 गीगावाट की व्यापक सौर क्षमता उपलब्ध है। इसके अलावा भारत में इसकी लंबी तटवर्ती सीमाओं के कारण 103 गीगावाट की अच्छी खासी पवन क्षमता भी उपलब्ध है। बायोमास की उपलब्धता के आधार पर बायोमास से विद्युत उत्पादन की क्षमता का मूल्यांकन लगभग 25 गीगावाट के रूप में किया गया है। 25 मेगावाट तक की क्षमता वाली लघु जल विद्युत परियोजनाओं की विद्युत उत्पादन क्षमता लगभग 20 गीगावाट है।

तथापि, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों, विशेष रूप से सौर और पवन से विद्युत उत्पादन प्राकृतिक दृष्टि से परिवर्ती (चर) है और इसलिए प्रणाली में बड़े पैमाने पर संतुलन क्षमता की आवश्यकता है।

## 5.4 उत्पादन आयोजना के सिद्धांत

आयोजना प्रक्रिया में विचार किए जाने वाले प्रमुख पहलू निम्नानुसार हैं:

- सतत विकास का लक्ष्य हासिल करना
- मांग पैटर्न को पूरा करने के लिए विद्युत उत्पादन क्षमता।
- प्रणाली की अपेक्षित प्रचालनात्मक विशेषताओं को पूरा करना (अलग-अलग मांग को पूरा करने के लिए) जैसे कि विश्वसनीयता और सहूलियत (लचीलापन)
- संसाधनों का सर्वाधिक दक्षतापूर्वक उपयोग अर्थात् कोयला आधारित उत्पादन में नवीनतम प्रौद्योगिकीय उन्नति को अपनाना आदि।
- ईंधन की उपलब्धता।
- नॉन-डिसपैचेबल नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का एकीकरण।

इस राष्ट्रीय विद्युत योजना को तैयार करते समय अर्थव्यवस्था और विभिन्न परियोजनाओं की स्थिति के साथ-साथ उपर्युक्त पहलुओं पर उनकी अधिकतम व्यवहार्य सीमा तक विचार किया गया है।

### 5.4.1 स्थायी विकास

स्वच्छ और हरित विद्युत की सीमाओं के भीतर विद्युत विकास का महत्व और उपयुक्तता सर्वाधिक अनिवार्य घटक है। इस प्रकार का विकास विद्युत उत्पादन के लिए उपयुक्त ईंधन / प्रौद्योगिकी के विकल्प पर निर्भर करता है। तदनुसार इस योजना में जल विद्युत परियोजनाओं और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित परियोजनाओं के विकास के साथ-साथ देश में स्थायी विकास को बढ़ावा देने के लिए अन्य उपायों और प्रौद्योगिकियों पर विचार किया गया है।

### 5.4.2 प्रचालनात्मक सहूलियत (लचीलापन) और विश्वसनीयता

अलग-अलग ईंधनों का उपयोग करने वाली उत्पादन यूनिटों की अलग-अलग प्रचालनात्मक विशेषताएं होती हैं। विद्युत उत्पादन के ईंधन स्रोत और उनकी संगत प्रौद्योगिकियां बहुत सी और भिन्न-भिन्न हैं। हमारी विद्युत प्रणाली की मांग दिन के समय, मौसम, वर्ष और स्थलाकृतिक (स्पेटियल) अवस्थिति के अनुसार बदलती है। अतः हर समय मांग के अनुरूप उत्पादन सुनिश्चित करने के लिए न केवल पर्याप्त क्षमता की स्थापना करना आवश्यक है, बल्कि उत्पादन क्षमता के प्रकार को लेकर भी संवेदनशील होने की आवश्यकता है क्योंकि प्रत्येक की अपनी विशिष्ट विशेषताएं होती हैं, जिससे उनका आउटपुट और ऐसा करने में लगने वाला समय परिवर्तित होता है। तदनुसार उत्पादन के प्रकार के बारे में निर्णय लेते समय प्रणाली की इस आवश्यकता पर भी विचार करने की जरूरत है। अतः विद्युत की पर्याप्तता और मात्रा के अलावा विद्युत की 'विश्वसनीयता' और 'गुणवत्ता' से जुड़े पहलुओं को भी आयोजना प्रक्रिया के कार्य क्षेत्र का विस्तार करने के लिए इसमें शामिल करना आवश्यक है।

#### 5.4.2.1 विद्युत की विश्वसनीयता

विश्वसनीय विद्युत प्रणाली प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए स्थापित प्रचालन मानदंड जैसे कि प्रणाली वोल्टेज और आवृत्ति को स्वीकार्य सीमाओं के भीतर बनाए रखना, के अनुसार मांग और आपूर्ति के बीच निरंतर संतुलन बनाए रखना आवश्यक है। उपभोक्ता मांग और पूरे दिन तथा मौसम के आधार पर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन में परिवर्तन को आवश्यक होने पर पारंपरिक स्रोतों से उत्पादन के जरिए पूरा किया जाता है।

प्रणाली विश्वसनीयता का लक्ष्य हासिल करने के लिए प्रणाली में पर्याप्त आरक्षित क्षमता, स्पनिंग के साथ-साथ नॉन स्पनिंग रिजर्व की योजना बनाना आवश्यक है। इसके अलावा रिजर्व के प्रचालन, स्वामित्व, मॉडैलिटी और प्रकृति से जुड़े पहलुओं का भी निर्धारण करने की आवश्यकता है।

राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 में हमारी प्रणाली में 5% के स्पनिंग रिजर्व रखने का उल्लेख है। वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकता की योजना बनाते समय इस बात को ध्यान में रखा गया है।

#### 5.4.2.2 प्रचालन की सहूलियत

आधारभूत लोड उत्पादन के लिए डिजाइन की गई किसी प्रणाली में थोड़े समय के भीतर मांग में होने वाले परिवर्तन को गतिशील ढंग से अथवा दक्षतापूर्वक निपटने की विशेषता का अभाव हो सकता है। मांग में परिवर्तन के अलावा नवीकरणीय ऊर्जा प्लांटों से उत्पादन में बड़े पैमाने पर परिवर्तन होने की संभावना है। चूंकि प्रणाली की स्थिरता के लिए किसी भी समय मांग के अनुरूप उत्पादन आवश्यक होता है, अतः परिवर्तित हो रही मांग को तेजी से पूरा करने के लिए जेनरेटरों की

उपलब्धता के संदर्भ में एक निश्चित सीमा तक सहूलियत होनी चाहिए और उपयुक्त विद्युत उत्पादन प्लांटों तथा वित्तीय तंत्र के जरिए प्रणाली में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन अवश्य शुरू किया जाना चाहिए। प्रणाली को मांग में होने वाले अनापेक्षित परिवर्तनों तथा कुछ उत्पादन यूनिटों के अचानक आउटेज के कारण उत्पन्न होने वाली अतिरिक्त मांग को पूरा करने में भी सक्षम होना चाहिए।

#### 5.4.3 संसाधनों का दक्षतापूर्वक इस्तेमाल

विद्युत उत्पादन के लिए जीवाश्म ईंधन दुर्लभ होते हैं और इसलिए इनका उपयोग सर्वाधिक न्यायोचित ढंग से किया जाना चाहिए। पर्यावरण की दृष्टि से भी यह आवश्यक है कि ईंधन के प्रति केसीएएल उत्पादित ऊर्जा यथा व्यवहार्य सीमा तक अधिकतम हो। इससे विद्युत उत्पादन की प्रक्रिया के दौरान उत्पन्न होने वाला प्रदूषण भी न्यूनतम होगा।

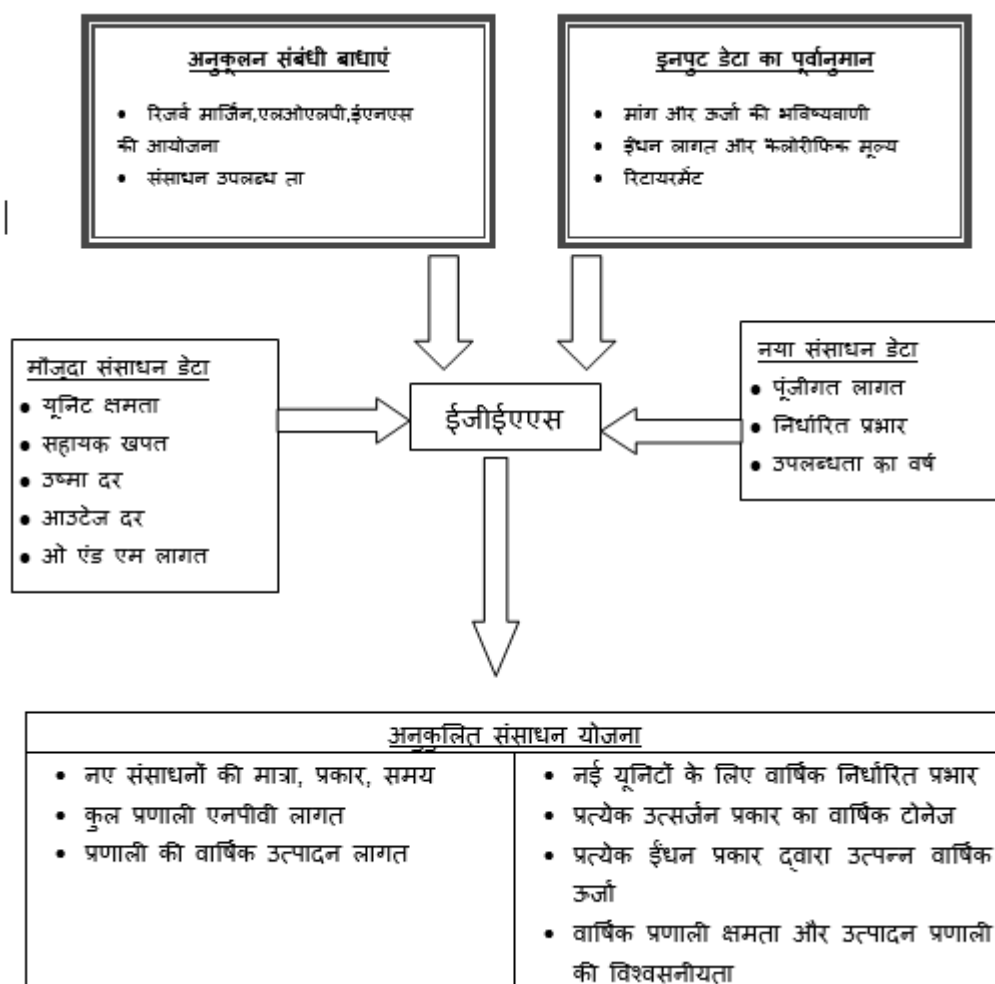
#### 5.5 आयोजना टूल – आयोजना मॉडलों के विवरण

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण में कंप्यूटर सॉफ्टवेयर मॉडल “इलेक्ट्रिक जेनरेशन एक्सपैंशन एनालिसिस सिस्टम” (ईजीईएएस) का इस्तेमाल करते हुए उत्पादन क्षमता विस्तार अध्ययन किए गए हैं। आयोजना मॉडल की प्रमुख विशेषताओं पर नीचे चर्चा की गई है।

इलेक्ट्रिक जेनरेशन एक्सपैंशन एनालिसिस सिस्टम (ईजीईएएस) किसी विद्युत उत्पादन प्रणाली की क्षमता विस्तार आयोजना के लिए एक सॉफ्टवेयर पैकेज है। इस आयोजना मॉडल में विद्युत प्रणाली के प्रचालन को संभावनाओं के आधार पर सिमुलेट किया जाता है। विद्युत प्रणाली पर लोड का प्रतिनिधित्व परिमाण और समय परिवर्तन दोनों के संदर्भ में किया जाता है। यह मॉडल विश्वसनीयता सूचकांकों अर्थात् लॉस ऑफ लोड प्रोबैबिलिटी (एलओएलपी), एनर्जी नॉट सर्वर्ड (ईएनएस) का अपेक्षित मूल्य और वस्तुनिष्ठ कार्यों को न्यूनतम करते हुए विद्युत योजना के विस्तार के लिए आरक्षित मार्जिन, जो कि 1) मौजूदा और प्रतिबद्ध उत्पादन स्टेशनों के प्रचालन से जुड़ी लागत, 2) वार्षिक आधार पर / समस्तित पंजीगत लागत और नए उत्पादन स्टेशनों की प्रचालन लागत तथा 3) एनर्जी नॉट सर्वर्ड की लागत का वर्तमान मूल्य है, के बारे में जानकारी प्रदान करता है।

ईजीईएएस मॉडल उनके संगत कार्यों के साथ-साथ बहुत सी विस्तार योजनाएं और ऐसी योजनाओं के लिए विश्वसनीयता सूचकांक उपलब्ध कराने में सक्षम है। अभीष्ट (ऑप्टिमल) विद्युत योजना ऐसी योजना है, जिसके लिए विश्वसनीयता सूचकांक योजनाकार द्वारा निर्धारित मानदंडों के अनुसार संतुष्ट होते हैं और वस्तुनिष्ठ कार्य न्यूनतम होता है।

ईजीईएएस मॉडल प्रकृति की दृष्टि से अनिवार्यतः निर्धारक होने के नाते लंबी अवधि की उत्पादन विस्तार आयोजना उपलब्ध कराता है, क्योंकि यह भविष्य में कई वर्षों के लिए विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता के बहुत ही उपयोगी मात्रात्मक उपाय उपलब्ध कराने के साथ-साथ मौजूदा और प्रतिबद्ध उत्पादन स्टेशनों के प्रचालन की कुल लागत और नए उत्पादन स्टेशनों की स्थापना और प्रचालन लागत के बारे में भी संकेत देता है। विभिन्न डेटा प्रवाह दर्शाने वाला ब्लॉक डायग्राम प्रदर्श 5.1 में दर्शाया गया है।

**प्रदर्श 5.1**

तत्पश्चात अन्य उत्पादन विस्तार आयोजना मॉडल अर्थात् ऑर्डेना का इस्तेमाल करते हुए अध्ययन के परिणामों को वैधीकृत किया गया। ऑर्डेना मॉडल में निम्नलिखित क्षमताएं हैं :

- यह मॉडल उत्पादन विस्तार आयोजना, उत्पादन की लागत का निर्धारण करता है और साथ ही उत्पादन विस्तार आयोजना के जरिए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की मॉडलिंग की भी क्षमता इसमें निहित है।
- यह मॉडल लॉस ऑफ लोड प्रोबेबिलिटी (एलओएलपी) और एनर्जी नॉट सर्वर्ड (ईएनएस) जैसे प्रणाली की विश्वसनीयता से जुड़े मुद्दों का समाधान करते समय ईंधन के परिवहन, विद्युत के पारेषण और विद्युत प्लांटों से उत्सर्जन के बारे में अनुकूल जानकारी प्रदान करता है। यह सॉफ्टवेयर पारेषण प्रणाली द्वारा उत्पादन प्रणाली पर अधिरोपित प्रेषण संबंधी बाधाओं को स्वीकार करते समय घंटा दर घंटा आधार पर सिमुलेशन भी करता है।
- यह मॉडल एक राज्य से दूसरे राज्य को विद्युत के आयात/निर्यात को ध्यान में रखते हुए अखिल भारतीय अध्ययन के साथ-साथ प्रत्येक राज्य/ संघ राज्य क्षेत्र के लिए अध्ययन करने की क्षमता रखता है।

**5.6 आयोजना पद्धति**

आयोजना पहल पीक मांग और ऊर्जा आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए शुरू की जाती है। इस बात को ध्यान में रखते हुए कि उत्पादन को डिलाइसेंस किया जा रहा है और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उच्च क्षमता अभिवृद्धि का कार्यक्रम बनाया गया है, ऐसी स्थिति में यह अनिवार्य हो जाता है कि बेस-लोड क्षमताओं, पीकिंग क्षमता और रिजर्व क्षमताओं का अधिकतम अनुकूल मिश्रण तैयार करने की योजना बनाई जाए। बेस लोड क्षमताएं 'ब्लक पावर' आवश्यकता को पूरा करेंगी, जबकि

अन्य क्षमताएं प्रणाली प्रचालक को पर्याप्त आरक्षित क्षमता और नवीकरणीय उत्पादन की परिवर्तनीयता, मौसम संबंधी परिवर्तनों अथवा दिन के समय विद्युत की अपेक्षित और अनपेक्षित मांग में होने वाले परिवर्तनों से निपटने के लिए एक मूल्यवान टूल उपलब्ध कराएंगी। किसी ऐसी संतुलित प्रणाली की गतिशील प्रत्युत्तर की विशेषताएं बेहतर सिद्ध होंगी और तुलनात्मक रूप से विश्वसनीयता में बेहतर योगदान देंगी।

अननुसूचित अंतरा और अंतरक्षेत्रीय स्थानांतरण चुनौतियां प्रस्तुत करेंगे और इसलिए बेस लोड का सही मिश्रण और लचीली उत्पादन यूनिटों का प्राथमिक आधार पर निर्धारण किया जाए और राजकीय ग्रिड स्तर पर ही इनकी योजना बनायी जाए। इससे यह सुनिश्चित होगा कि स्थानीय स्तर पर पीक मांग को पूरा करने और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन में होने वाले परिवर्तनों से तेजी से और वास्तविक समय आधार पर निपटने में वे सक्षम बन सकेंगे।

अपनायी गई आयोजना पहल के क्रम निम्नानुसार हैं :

#### 5.6.1 अखिल भारतीय स्तर पर पीक मांग ऊर्जा आवश्यकता का पूर्वानुमान

उत्पादन विस्तार आयोजना अध्ययन 19वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे (ईपीएस) रिपोर्ट में किए गए विद्युत मांग के मूल्यांकन के आधार पर किए गए हैं। वर्ष 2021-22 और 2026-27 में अनुमानित पीक मांग (मेगावाट) और ऊर्जा आवश्यकता (बीयू) तालिका 5.1 में दी गई है

तालिका 5.1

अनुमानित विद्युत मांग (19वीं ईपीएस के अनुसार)

वर्ष	ऊर्जा आवश्यकता ( बीयू)	पीक मांग (जीडब्ल्यू)
2021-22	1566	225.751
2026-27	2047	298.774

#### 5.6.2 अखिल भारतीय लोड प्रोफाईल तैयार करना

विभिन्न क्षेत्रीय लोड डिसपैच केंद्रों से घंटा (8760 घंटा) आधार पर पिछले तीन वर्षों (2011-12, 2012-13 और 2013-14) के लिए मांग डेटा एकत्र किया गया। लोड शेडिंग, आवृत्ति सुधार, अनुसूचित बिजली कटौती और डेटा संबंधी किन्हीं अन्य त्रुटियों के संदर्भ में घंटा आधारित डेटा का विश्लेषण किया गया और उसे सही किया गया। इसके अलावा वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए अखिल भारतीय लोड प्रोफाईल तैयार किया गया, जो संगत अनुमानित पीक मांग और ऊर्जा आवश्यकता पर आधारित था।

वर्ष 2017-18 से 2021-22 के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (सौर और पवन) से व्यापक क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम को ध्यान में रखते हुए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन को नकारात्मक लोड के रूप में मानते हुए अखिल भारतीय लोड प्रोफाईल से अखिल भारतीय नेट लोड कर्व प्राप्त किया गया।

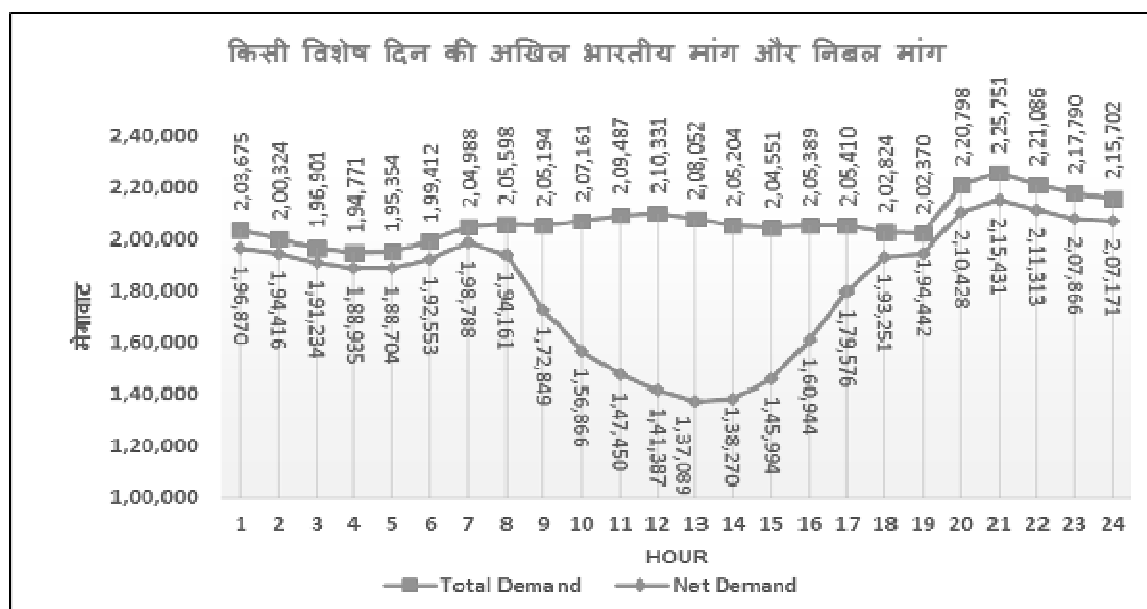
"अखिल भारतीय नेट लोड कर्व" निकालने के लिए अपनाई गई पद्धति निम्नानुसार है :

- 1) विभिन्न राज्यों की मौजूदा सौर और पवन विद्युत परियोजनाओं के 8760 घंटों के लिए उपलब्ध नवीनतम घंटा आधारित उत्पादन प्रोफाईल डेटा एकत्र करना।
- 2) एमएनआरई द्वारा किए गए विभिन्न अध्ययनों से इनपुट लेते हुए उन राज्यों, जहां प्रोफाईल उपलब्ध नहीं था, के लिए घंटा आधारित उत्पादन प्रोफाईल डेटा का अनुमान लगाना।
- 3) सौर और पवन विद्युत प्लांटों के घंटा आधारित उत्पादन प्रोफाईल का सामान्यीकरण करना।
- 4) सौर रुफ टॉप सहित प्रत्येक राज्य/ संघ राज्य क्षेत्र की प्रस्तावित क्षमता अभिवृद्धि द्वारा घंटा आधारित उत्पादन को स्केल अप करना।
- 5) ऐसे सभी राज्यों, जहां सौर और विद्युत क्षमता अभिवृद्धि की परिकल्पना की गई है, के घंटा आधारित उत्पादन प्रोफाईल का एकीकरण करना।

- 6) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन को नकारात्मक लोड के रूप में मानते हुए अखिल भारतीय स्तर पर निबल घंटा आधारित लोड प्रोफाईल तैयार करना

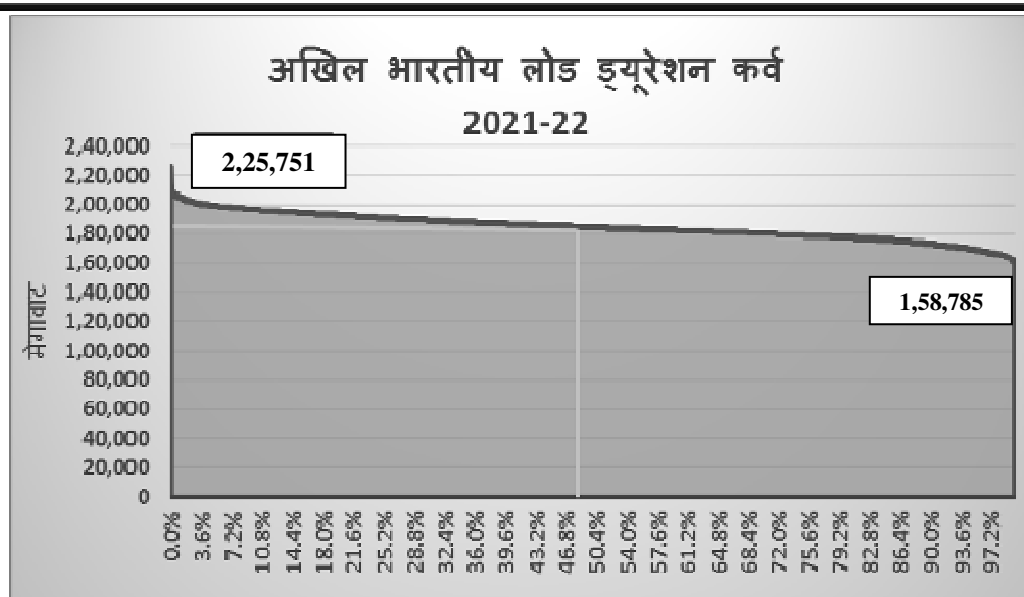
अखिल भारतीय स्तर पर घंटा आधारित लोड प्रोफाईल और नेट लोड कर्व (डक कर्व) प्रदर्श 5.2 में दर्शाया गया है।

प्रदर्श 5.2



अखिल भारतीय लोड प्रोफाईल और अखिल भारतीय नेट लोड कर्व के आधार पर अनुमानित अखिल भारतीय लोड ड्यूरेशन कर्व और अखिल भारतीय नेट लोड ड्यूरेशन कर्व तैयार किए गए हैं और क्रमशः प्रदर्श 5.3 और प्रदर्श 5.4 में दर्शाए गए हैं।

प्रदर्श 5.3



प्रदर्श 5.4



**प्रदर्श 5.4** से यह देखा जा सकता है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बड़े पैमाने पर क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए प्रणाली तुलनात्मक रूप से अधिक पीक हो जाती है।

### 5.6.2 आरक्षित (रिजर्व) क्षमता

राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 में किए गए उल्लेख के अनुसार 5% का स्पनिंग रिजर्व रखने का प्रावधान किया जाए। आरक्षित क्षमता की इस आवश्यकता को 5% तक पारंपरिक प्लांटों की उपलब्धता को संगत रूप से घटाकर अध्ययनों में शामिल किया गया है। यह अनुमान लगाया गया है कि वर्ष 2021-22 में संभावित स्थापित क्षमता लगभग 479 गीगावाट होगी। इसमें से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का योगदान लगभग 175 गीगावाट होगा। इस प्रकार पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से संभावित स्थापित क्षमता 304 गीगावाट हो सकती है, जिसमें से 15 गीगावाट को उत्पादन आयोजना तैयार करते समय आरक्षित क्षमता के रूप में रखा गया है।

### 5.6.3 उत्पादन विस्तार संबंधी अध्ययन

ईजीईएएस सॉफ्टवेयर द्वारा उत्पादन विस्तार अध्ययन करने के लिए अखिल भारतीय नेट लोड कर्व का इस्तेमाल किया गया है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (सौर + पवन) से अनुमानित ऊर्जा उत्पादन और पीक मांग में इनके योगदान को अनुमानित ऊर्जा आवश्यकता और पीक मांग के आंकड़ों से घटा दिया गया है, क्योंकि नेट लोड को ही पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से पूरा करने की आवश्यकता है।

जल विद्युत और नाभिकीय परियोजनाओं को वरीयता दी गई और उनके अंतर्निहित लाभों को ध्यान में रखते हुए इन्हें अनिवार्य रूप से संचालित की जाने वाली परियोजनाएं माना गया। तथापि प्राकृतिक गैस की अनुपलब्धता के कारण गैस आधारित पावर प्लांटों को निम्नतर पीएलएफ तक प्रतिबंधित किया गया है। अध्ययनों के परिणामस्वरूप दिए गए विश्वसनीयता मानदंडों को ध्यान में रखते हुए अनुमानित ऊर्जा आवश्यकता और पीक मांग को पूरा करने के लिए कोयला आधारित परियोजनाओं की क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकता का पता चलता है।

### 5.6.4 पुरानी थर्मल यूनिटों को बंद करना

पुराने थर्मल पावर प्लांटों, जो पहले से ही बंद हो गए हैं और ऐसे प्लांट जिन्हें भविष्य में बंद करने की संभावना पर विचार किया जा रहा है, के संदर्भ में सूचना संकलित की गई।

आधारभूत मामला परिदृश्य में वर्ष 2017-22 के दौरान 22,716 मेगावाट (5,927 मेगावाट + 16,789 मेगावाट) की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने का विचार किया गया है। यह केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा किए गए मूल्यांकन पर आधारित है, जिसमें यह मानते हुए 5,927 मेगावाट की क्षमता शामिल है जो प्लांट बंद करने की पुरानी प्रक्रिया और सामान्य रुझान के कारण है और 16,789 मेगावाट की ऐसी कोयला आधारित क्षमता, जिसके पास SO<sub>x</sub> उत्सर्जन को रोकने के लिए एफजीडी (फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन) प्रणाली की स्थापना हेतु स्थान उपलब्ध नहीं है। वर्ष 2017-22 के दौरान बंद करने के लिए विचार की गई इन यूनिटों (22,716 मेगावाट) की सूची क्रमशः अनुबंध 5.5 और अनुबंध 5.5 (क) में दी गई हैं।

इसके अलावा वर्ष 2022-27 के दौरान 25,572 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर विचार किया गया है, जो मार्च 2027 तक प्रचालन के 25 वर्ष पूरे कर रहे हैं। इन यूनिटों की सूची अनुबंध 5.6 में दी गई है।

## 5.7 विश्वसनीयता मानदंडों के लिए अपनाई गई शर्तें

विश्वसनीयता का एक अपेक्षित स्तर सुनिश्चित करते समय पूर्वानुमानित मांग को पूरा करने के लिए विद्युत प्रणाली की आयोजना बनाई जाती है। डिजाइन की गई शर्तों के अधीन निर्धारित कार्यों का निष्पादन करने के लिए प्रणाली की योग्यता का मापन करने का उपाय है। हमारे अध्ययनों में लॉस ऑफ लोड प्रोबैबिलिटी (एलओएलपी) पीक लोड को पूरा करने के लिए प्रणाली की क्षमता प्रदर्शित करने के लिए अपनाया गया मानदंड है और एनर्जी नॉट सर्वर्ड (ईएनएस) प्रणाली में पूरी न की गई ऊर्जा आवश्यकता को प्रदर्शित करने वाला मानदंड है। एलओएलपी ऐसी संभावना है कि कोई प्रणाली विशिष्ट प्रचालन स्थितियों में अपने पीक लोड को पूरा करने में विफल हो जाएगी। यह उस समय दिन, प्रतिवर्ष अथवा घंटा प्रतिवर्ष का अनुपात होता है, जब उपलब्ध उत्पादन क्षमता पीक मांग को पूरा करने के लिए अपर्याप्त होती है। यह सूचकांक विमारहित है और इसे प्रतिशत के रूप में भी व्यक्त किया जा सकता है।

ईएनएस ऊर्जा की वह अपेक्षित मात्रा है, जो प्रणाली कुल ऊर्जा आवश्यकता के एक भाग के रूप में उपभोक्ताओं को आपूर्ति करने में सक्षम नहीं होगी। यह सूचकांक भी विमारहित है और इसे प्रतिशत के रूप में भी व्यक्त किया जा सकता है। दूसरे

शब्दों में यह कहा जा सकता है कि यह उस स्थिति को दर्शाता है कि किसी वर्ष में कितनी यूनिट ऊर्जा आवश्यकता पूरी नहीं की जाती है और संगत रूप से किसी वर्ष में कितने घंटे विद्युत मांग को पूरा नहीं किया जाता है। विश्व के विभिन्न देशों में उनकी विद्युत प्रणाली की स्थिति और प्रणाली की विश्वसनीयता के लिए उपभोक्ताओं द्वारा भुगतान के लिए मूल्य वहन करने की क्षमता के आधार पर अपने स्वयं के विश्वसनीयता मानदंडों को अपनाया जाता है। यह स्पष्ट है कि तुलनात्मक रूप से अधिक सुदृढ़ और विश्वसनीय प्रणाली होने से विद्युत की लागत तुलनात्मक रूप से अधिक होगी, जिसे उपभोक्ताओं को ही वहन करना होता है। कुछ देशों में अपनाए जाने वाले एलओएलपी के विवरण तालिका 5.2 में दिए अनुसार हैं।

**तालिका 5.2**

**कुछ देशों का एलओएलपी**

देश का नाम	एलओएलपी(%)
कंबोडिया	1.8
लाओस	0.27
थाईलैंड	0.27
वियतनाम	0.27
हांगकांग	0.006
बेल्जियम	0.2
यूएसए	0.03
चीन	0.14

स्रोत : उपर्युक्त देशों की वेबसाइट से एकत्रित सूचना

जैसा कि पिछली राष्ट्रीय विद्युत योजना में प्रस्ताव दिया गया था, 0.2% के एलओएलपी और 0.05% की एनर्जी नॉट सर्वर्ड (ईएनएस) को इस राष्ट्रीय विद्युत योजना (एनईपी) को तैयार करने के लिए अपनाया गया है।

### 5.8 आयोजना संबंधी शर्तें

आयोजना संबंधी अध्ययनों के लिए विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों की उपलब्धता और ऊर्जा उत्पादन क्षमताओं का मूल्यांकन करने के लिए परिशुद्ध निष्पादन मानदंड आवश्यक होते हैं। विभिन्न क्षेत्रों सहित देश की अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए पीकिंग उपलब्धता और ऊर्जा उत्पादन क्षमता महत्वपूर्ण मानदंड होते हैं। आयोजना संबंधी अध्ययनों के लिए आवश्यक प्रमुख निष्पादन घटकों में सहायक विद्युत खपत, ऊष्मा दर, उत्पादन यूनिटों की पूंजीगत लागत, ईंधन लागत, सकल कैलोरिफिक मूल्य, ओ एंड एम अनुसूचियां आदि शामिल हैं। विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों का अलग-अलग प्रचालनात्मक निष्पादन होता है और तदनुसार थर्मल (कोयला और लिग्नाइट), संयुक्त चक्र गैस परियोजना, जल विद्युत और नाभिकीय परियोजनाओं के लिए अलग-अलग शर्तों और मानदंडों का इस्तेमाल किया गया है। विभिन्न आकार वाली थर्मल यूनिटों के लिए उत्पादन आयोजना संबंधी मानदंड भिन्न होते हैं। तदनुसार यूनिट के आकार के आधार पर अलग-अलग श्रेणियां तैयार की गई हैं। 660 मेगावाट और 800 मेगावाट क्षमता की कई उच्चतर आकार वाली यूनिटों की स्थापना की गई है और उन्हें अलग समूहों के रूप में माना गया है। संयुक्त चक्र गैस टर्बाइन (सीसीजीटी) बहुत ही कुशल और दक्ष होते हैं और उनकी ऊष्मा दर तुलनात्मक रूप से कम होती है, तथापि उनकी उपलब्धता और पीएलएफ प्राकृतिक गैस की उपलब्धता पर निर्भर करते हैं। जल विद्युत यूनिटों की ऊर्जा को 90% विश्वसनीयता वर्ष में परियोजना की डिजाइन की गई ऊर्जा के आधार पर लिया गया है। विस्तार आयोजना अध्ययनों में किए गए विचार के अनुसार विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों के लिए पीकिंग उपलब्धता, सहायक विद्युत खपत और ऊष्मा दर **तालिका 5.3**, **तालिका 5.4** और **तालिका 5.5** में दी गई है।

**5.8.1 पीकिंग उपलब्धता**

विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों की पीकिंग उपलब्धता (सकल) तालिका 5.3 में दी गई है।

**तालिका 5.3**  
**उत्पादन यूनिटों की पीकिंग उपलब्धता (सकल)**

(आंकड़े % में)

	यूनिट का आकार	मौजूदा यूनिटें	भावी यूनिटें
<b>थर्मल(कोयला)</b>	800/660 मेगावाट	88	88
	500/250/210/200 मेगावाट	85	85
	200 मेगावाट से कम	75	85
	200 मेगावाट से कम, जो वर्तमान में 20 % पीएलएफ से नीचे प्रचालित हो रही हैं।	50	-
<b>गैस आधारित</b>	सभी आकार के ओसीजीटी	90	90
	सभी आकार के सीसीजीटी	88	88
<b>डीजी सेट</b>	सभी आकार की	75	75
<b>लिग्नाइट आधारित</b>	सभी आकार की	80	80
<b>नाभिकीय</b>	सभी आकार की	68	68
<b>जल विद्युत</b>	सभी आकार की	87.5	87.5

**5.8.2 सहायक (अनुषंगी) विद्युत खपत**

विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों की सहायक खपत तालिका 5.4 में दी गई है।

**तालिका 5.4**  
**उत्पादन यूनिटों की सहायक खपत**

(आंकड़े % में)

I कोयला आधारित पावर स्टेशन		सहायक विद्युत खपत
1.	800/660 मेगावाट श्रेणी की यूनिटें	5.75
2.	500 मेगावाट श्रेणी की यूनिटें	5.75
3.	300/250/210/200 मेगावाट श्रेणी की यूनिटें 200	9
4	मेगावाट से कम क्षमता वाली यूनिटें	9
5	लिग्नाइट आधारित यूनिटें	<200 मेगावाट के लिए 10.5 >200 मेगावाट के लिए 9
II गैस आधारित पावर स्टेशन		
1	संयुक्त चक्र	2.5
2	मुक्त चक्र	1.0
3	डीजी सेट/गैस इंजन	1.0
III जल विद्युत पावर स्टेशन		0.7
IV नाभिकीय पावर स्टेशन		
	160 मेगावाट बीडब्ल्यूआर	9
	220 मेगावाट पीएचडब्ल्यूआर	10.5 से 11.75
	540 मेगावाट पीएचडब्ल्यूआर	10.2
	1000 मेगावाट एलडब्ल्यूआर	7.8

### 5.8.3 मशीन की ऊष्मा दर

विभिन्न थर्मल यूनिटों के लिए मशीनों की ऊष्मा दरें (सकल) तालिका 5.5 में दी गई हैं।

**तालिका 5.5**  
**थर्मल यूनिटों के लिए मशीनों की ऊष्मा दरें (सकल)**  
**(आंकड़े केसीएएल / केडब्ल्यूएच में)**

यूनिट का आकार	सकल ऊष्मा दर (केसीएएल / केडब्ल्यूएच)
800 मेगावाट (कोयला)	2225
660 मेगावाट (कोयला)	2250
660 मेगावाट (सिपत+बाढ़) (कोयला)	2300
500 मेगावाट (कोयला)	2365
200/210/250 मेगावाट केडब्ल्यूयू (कोयला)	2400
200/210/250 मेगावाट एलएमजेड (कोयला)	2500
110 मेगावाट (कोयला)	2500
250/210/ मेगावाट (लिग्नाइट)	2580
150 मेगावाट से नीचे (लिग्नाइट)	2600
संयुक्त चक्र गैस टर्बाइन	2000
मुक्त चक्र गैस टर्बाइन / डीजी सेट	2900
संयुक्त चक्र गैस इंजन	2000

## 5.8.4 वित्तीय मानदंड

तालिका 5.6  
वित्तीय मानदंड

(आंकड़े % में)

क्र. सं.	मद	मूल्य
1	डीईबीटी - पूंजीगत लागत का %	70
2	इक्विटी - पूंजीगत लागत का %	30
3	डीईबीटी पर ब्याज	11.5
4	इक्विटी पर रिटर्न	15.5+ कर
5	छूट की दर	9.0
6	ओ एंड एम प्रभार - पावर प्लांट	नवीनतम सीईआरसी से शर्तों के अनुसार
7	मूल्यहास - पावर प्लांट	12 वर्ष के लिए 5.28

## 5.9 वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान उत्पादन विस्तार आयोजना (आधारभूत मामला)

वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए मांग पूर्वानुमानों और अनुमानित अखिल भारतीय नेट लोड कर को पूरा करने के लिए आवश्यक स्थापित क्षमता का मूल्यांकन करने हेतु कंप्यूटर मॉडल - इलेक्ट्रिक जेनरेशन एक्सपेंशन एनालिसिस सिस्टम (ईजीईएएस) कार्यक्रम का इस्तेमाल करते हुए एक अध्ययन किया गया। ये अध्ययन निम्नलिखित पूर्वानुमानों पर आधारित हैं :

- विचार किए गए विद्युत मांग पूर्वानुमान :

तालिका 5.7.1

वर्ष 2021-22 के लिए विद्युत मांग पूर्वानुमान

वर्ष	ऊर्जा आवश्यकता (बीयू)	पीक डिमांड (जीडब्ल्यू)
(मांग सीएजीआर : 6.18%)		
2021-22	1566	225.751
(मांग सीएजीआर : 7.18%)		
2021-22	1641	236.602

**तालिका 5.7.2****वर्ष 2026-27 के लिए विद्युत मांग पूर्वानुमान**

वर्ष	ऊर्जा आवश्यकता (बीयू)	पीक डिमांड (जीडब्ल्यू)
<b>2026-27</b>	2047	298.774

- दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार पारंपरिक और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से स्थापित क्षमता

**तालिका 5.8****दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार स्थापित क्षमता****(आंकड़े मेगावाट में)**

स्रोत	31.03.2017 की स्थिति के अनुसार स्थापित क्षमता
कोयला	1,92,163
गैस	26,167
<b>कुल थर्मल</b>	<b>2,18,330</b>
जल विद्युत	44,478
नाभिकीय	6,780
<b>कुल पारंपरिक</b>	<b>2,69,588</b>
सौर	12,289
पवन	32,280
अन्य	12,675
<b>कुल नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत</b>	<b>57,244</b>
<b>कुल</b>	<b>3,26,832</b>

- 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि 99,209 मेगावाट है (थर्मल 91,730 मेगावाट, हाइड्रो 5479.02 मेगावाट और नाभिकीय 2,000 मेगावाट)।
- के. वि. प्रा. के मूल्यांकन के अनुसार वर्ष 2022 के अंत तक 9,456.5 मेगावाट कोयला आधारित क्षमता बंद की जा सकती है, जिसमें से 3,530 मेगावाट की क्षमता पहले से ही बंद कर दी गई है। शेष बची 5,927 मेगावाट की क्षमता को मार्च 2022 तक बंद करने के लिए विचार किया गया है। इसके अलावा 16,789 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता (101 यूनिटों) (अगस्त 2017 की स्थिति के अनुसार) की पहचान की गई है, जहां SO<sub>x</sub> के उत्सर्जन को नियंत्रित करने के लिए एफजीडी की स्थापना हेतु पर्याप्त स्थान उपलब्ध नहीं है। पर्यावरण, वन एवं जलवायु परिवर्तन मंत्रालय की नवीनतम पर्यावरणीय शर्तों को ध्यान में रखते हुए इस क्षमता को वर्ष 2022 तक बंद किया जाना है। वर्ष 2017-22 के दौरान बंद करने के लिए विचार की गई यूनिटों की सूची क्रमशः **अनुबंध 5.5 और अनुबंध 5.5 (क)** में दी गई है।
- इसके अलावा, 25,572 मेगावाट की क्षमता वर्ष 2027 तक 25 वर्ष से अधिक का कार्यकाल पूरा कर लेंगी और उनका उपयोगिता काल समाप्त हो जाएगा। 25,572 मेगावाट की इस क्षमता को वर्ष 2022-27 के दौरान बंद करने पर

विचार किया गया है। वर्ष 2022-27 के दौरान बंद करने के लिए विचार की गई यूनिटों की सूची अनुबंध 5.6 में दी गई है।

### तालिका 5.9

#### कोयला आधारित यूनिटों को बंद करना

वर्ष	बंद की गई कोयला आधारित क्षमता (मेगावाट)
2017-22	22,716
2022-27	25,572

- नीचे तालिका 5.10 में दर्शाए अनुसार वर्ष 2021-22 तक 1,75,000 मेगावाट की स्थापित नवीकरणीय क्षमता के अनुरूप अध्ययन किए गए हैं :

### तालिका 5.10

#### वर्ष 2017 से 22 तक संभावित नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि (सभी आंकड़े मेगावाट में)

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत श्रेणी	31.03.2022 की स्थिति के अनुसार लक्षित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता	31.03.2017 की स्थिति के अनुसार लक्षित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता	वर्ष 2017-22 के दौरान संभावित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता
सौर	1,00,000	12,289	87,711
पवन	60,000	32,280	27,720
बायोमास	10,000	8295	1,705
लघु जल विद्युत	5,000	4380	620
कुल	1,75,000	57244	1,17,756

वर्ष 2022-27 के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से अनुमानित क्षमता अभिवृद्धि पर 1,00,000 मेगावाट (50,000 मेगावाट – सौर, 40,000 मेगावाट पवन, 7,000 मेगावाट बायोमास और 3,000 मेगावाट लघु जल विद्युत) के रूप में विचार किया गया है।

- वर्ष 2021-22 और 2026-27 के अंत तक परिवर्ती नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विचार किया गया संभावित उत्पादन तालिका 5.11 में नीचे दिया गया है:

### तालिका 5.11

#### संभावित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत आधारित उत्पादन

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत श्रेणी	उत्पादन (बीयू) (2021-22)	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का योगदान (%)	उत्पादन (बीयू) (2026-27)	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का योगदान (%)
सौर	162	10.3	243	11.9
पवन	112	7.2	188	9.1

बायोमास और लघु जल विद्युत	52	3.3	87	4.3
<b>कुल</b>	<b>326</b>	<b>20.1</b>	<b>518</b>	<b>24.4</b>

- राष्ट्रीय विद्युत नीति में किए गए उल्लेख के अनुसार 5% स्पनिंग रिजर्व
- विश्वनीयता मानदंड - लॉस ऑफ लोड प्रोबैबिलिटी (एलओएलपी)  $\leq 0.2\%$  और एनर्जी नॉट सर्वर्ड (ईएनएस)  $\leq 0.05\%$ ।
- प्राथमिकता जलविद्युत परियोजनाओं को दी गई है। इसके पश्चात नाभिकीय और गैस आधारित परियोजनाओं को प्राथमिकता दी गई है।
- यह सुनिश्चित करने के लिए मौसम संबंधी अध्ययन किए गए हैं कि मांग को प्रत्येक मौसम में पूरा किया जा रहा है।
- वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान अध्ययन में प्रतिबद्ध बताई गई विभिन्न प्रकार के ईंधन पर आधारित परियोजनाओं की क्षमता नीचे तालिका 5.12 में दिए गए हैं :

तालिका 5.12

प्रतिबद्ध यूनिटें

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

वर्ष	जल विद्युत (मेगावाट)	गैस (मेगावाट)	नाभिकीय (मेगावाट)	जल विद्युत आयात (मेगावाट)
<b>2017-22</b>	6,823	406	3,300	4,356
<b>2022-27</b>	12,000	0	6,800	17,244

- संभावित क्षमता अभिवृद्धि**

- क) जल विद्युत**

विभिन्न जल विद्युत परियोजनाओं की स्थिति को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2017-22 के दौरान लगभग 6,823 मेगावाट की जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि होने की संभावना है। जल विद्युत परियोजनाओं के विवरण अनुबंध 5.1 में दिए गए हैं।

इसके अलावा वर्ष 2022-27 के दौरान संभावित लाभ वाली कुल 12,000 मेगावाट क्षमता की जल विद्युत परियोजनाओं पर विचार किया गया है।

हमारी कम कार्बन उत्सर्जन रणनीति के अनुसार अध्ययन में जल विद्युत परियोजनाओं पर ऐसी परियोजनाओं के रूप में विचार किया गया है, जिन्हें अनिवार्य रूप से संचालित किया जाना चाहिए।

- ख) नाभिकीय**

परमाणु ऊर्जा विभाग (डीओई) द्वारा प्रस्तुत की गई सूचना के अनुसार वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए 3,300 मेगावाट की नाभिकीय क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया है। इसके विवरण अनुबंध 5.2 में दिए गए हैं।

परमाणु ऊर्जा विभाग के कार्यक्रम के अनुसार वर्ष 2022-27 के दौरान 6800 मेगावाट की नाभिकीय क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया है। इसके विवरण अनुबंध 5.3 में दिए गए हैं।

- ग) थर्मल**

- गैस आधारित प्लांट**

देश में प्राकृतिक गैस भारी कमी को ध्यान में रखते हुए कई गैस आधारित पावर प्लांट बहुत ही निम्न प्लांट लोड फैक्टर पर संचालित किए जाते हैं। लगभग 406 मेगावाट की क्षमता स्थापना के लिए तैयार/निर्माणाधीन है, परंतु यह प्राकृतिक गैस की अनुपलब्धता के कारण बेकार पड़ी हुई है। अध्ययन के प्रयोजन से इन प्लांटों पर वर्ष 2017-22 के दौरान उपलब्ध प्लांटों के रूप में विचार किया गया है। इसके अलावा चूंकि

गैस की उपलब्धता अनिश्चित है, अतः वर्ष 2022-27 के दौरान किसी भी अतिरिक्त गैस आधारित परियोजना पर विचार नहीं किया गया है।

➤ **कोयला आधारित प्लांट**

अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए बकाया क्षमता (जल विद्युत, नाभिकीय, गैस और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से प्रतिबद्ध अतिरिक्त क्षमता पर विचार करने के बाद) को कोयला आधारित पावर प्लांटों से पूरा करने का प्रस्ताव है।

• **आयात :**

जैसा तालिका 5.12 में दर्शाया गया है, वर्ष 2017-22 के दौरान पड़ोसी देशों से 4,356 मेगावाट जलविद्युत क्षमता का आयात किए जाने की उम्मीद है। इन परियोजनाओं की सूची अनुबंध 5.7 में दी गई है। वर्ष 2022-27 के दौरान पड़ोसी देशों से निबल विद्युत आयात (जल विद्युत) नीचे तालिका 5.13 में दिया गया है:

**तालिका 5.13**  
**वर्ष 2026-27 तक जल विद्युत का आयात और निर्यात**  
**(सभी आंकड़े मेगावाट में)**

	बांग्लादेश	नेपाल	पाकिस्तान	भूटान	कुल
<b>निर्यात</b>	1,500	400	500		<b>2,400</b>
<b>आयात</b>		10,000		14,000	<b>24,000</b>
<b>निबल आयात</b>					<b>21,600</b>

#### 5.10 वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के लिए उत्पादन विस्तार आयोजना अध्ययन के परिणाम

पैरा 5.9 में उल्लिखित पूर्वानुमानों के साथ वर्ष 2021-22 और 2026-27 में पूर्वानुमानित मांग को पूरा करने के लिए कुल अतिरिक्त क्षमता आवश्यकता का मूल्यांकन करने के लिए अध्ययन किए गए। कम कार्बन उत्सर्जन रणनीति के संदर्भ में उनके अंतरनिहित लाभों के कारण गैस और नाभिकीय ऊर्जा आधारित क्षमता को सबसे अधिक वरीयता दी जाती है। इस प्रकार इन स्रोतों से क्षमता, जो वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान स्थापित की जाने वाली है, को विभिन्न परिदृश्यों में अनिवार्य रूप से संचालित की जाने वाली क्षमता के रूप में माना गया है। नवीकरणीय क्षमता को भी अनिवार्य रूप से संचालित की जाने वाली क्षमता माना गया है।

कोयला आधारित प्लांटों से उत्पादित ऊर्जा, उनके औसत पीएलएफ (वर्ष 2017-22 के दौरान लाभ के लिए पहले से निर्माणाधीन कोयला आधारित पावर प्लांटों (अनुबंध 5.4) से संभावित 47,855 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के साथ) के साथ अध्ययन के विस्तृत परिणाम नीचे तालिका 5.14(क), (ख) और (ग) में दर्शाए गए हैं।

**तालिका 5.14(क)**

वर्ष	प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि (मेगावाट)			प्रतिबद्ध नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता (मेगावाट)	बंद की गई क्षमता (मेगावाट में)
	जल विद्युत	नाभिकीय	गैस		
2017-22	6,823	3,300	406	1,75,000 (मार्च 2022 तक)	22,716
2022-27	12,000	6,800	0	2,75,000 (मार्च 2022 तक)	25,572

#### 5.10.1 वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि

इस प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि, आवश्यकता आदि के साथ पीक मांग और ऊर्जा मांग को पूरा करने के लिए वर्ष 2021-22 और 2026-27 तक आवश्यक अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता निम्नानुसार होगी:

**तालिका 5.14 (ख)**

## वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान आवश्यक क्षमता अभिवृद्धि

वर्ष	आवश्यक अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्ति
2017-22	6,445	चूंकि 47,855 मेगावाट निर्माण के विभिन्न चरणों के अंतर्गत हैं और इन्हें वर्ष 2017-22 के दौरान पूरा किए जाने की संभावना है, अतः कोई अतिरिक्त क्षमता आवश्यक नहीं है।
2022-27	46,420	यह 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता के अतिरिक्त है, जो निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और जिसके वर्ष 2017-22 के दौरान पूरे होने की संभावना है।

## तालिका 5.14(ग)

## कोयले से उत्पादित ऊर्जा और कोयला आधारित स्टेशनों का औसत पीएलएफ

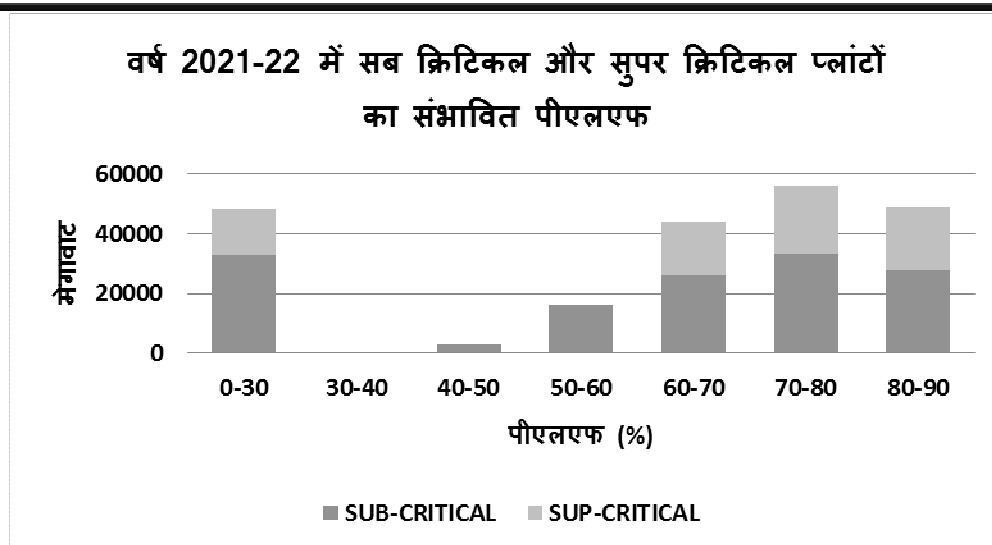
वर्ष	कोयला आधारित उत्पादन (सकल) (गीगावाट) +++	कोयला आधारित प्लांटों का पीएलएफ (%)*
2021-22	1,072	56.5
2026-27	1,259	60.5

\* पीएलएफ की संगणना कोयला आधारित पावर प्लांटों, जो निर्माण के विभिन्न चरणों पर हैं और जिनका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की संभावना है, से 47855 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के साथ की गई है, +++ सकल उत्पादन निकालने के लिए कोयला आधारित स्टेशनों की सहायक विद्युत खपत 6.5% के रूप में मानी गई है।

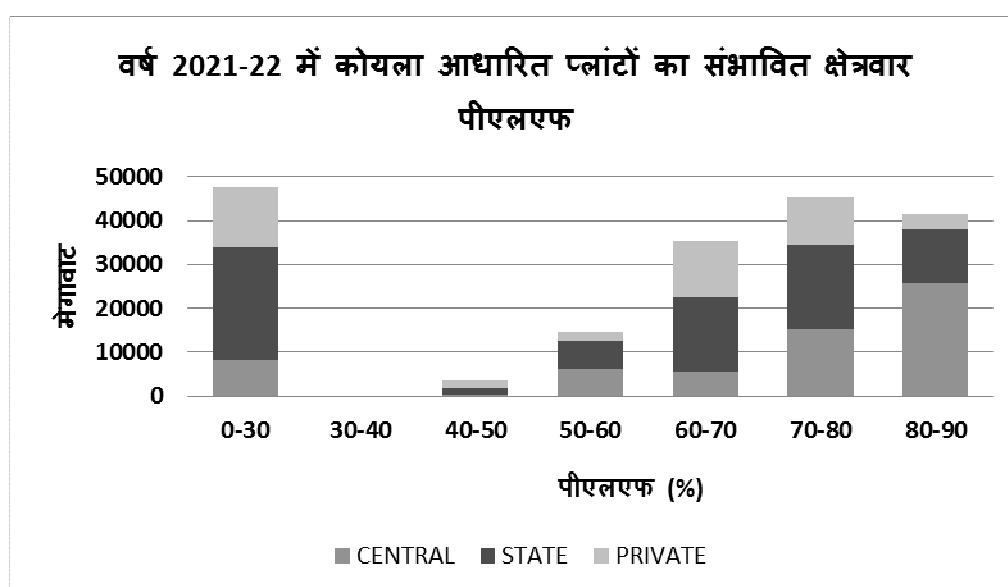
तालिका 5.14 में दर्शाए गए अध्ययन परिणामों से यह देखा जा सकता है कि 47855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता, जो निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और जिसके वर्ष 2017-22 के दौरान स्थापित किए जाने की संभावना है, में से जल विद्युत – 6823 मेगावाट, गैस – 406 मेगावाट, नाभिकीय 3300 मेगावाट, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,17,756 मेगावाट की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि के साथ-साथ और 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए केवल 6,445 मेगावाट क्षमता आवश्यक होगी।

वर्ष 2021-22 के दौरान कोयला आधारित क्षमता का समग्र पीएलएफ 56.5% होने की संभावना है। तथापि नीचे प्रदर्श 5.5 और 5.6 में दर्शाए अनुसार प्लांटवार पीएलएफ अलग-अलग हो सकता है।

## प्रदर्श 5.5



प्रदर्श 5.6



तालिका 5.15

वर्ष 2021-22 के अंत तक अनुमानित स्थापित क्षमता

ईंधन का प्रकार	क्षमता (मेगावाट)	%
जल विद्युत	51,301	10.7
कोयला + लिग्नाइट	2,17,302	45.3
गैस	25,735	5.4

47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि जो वर्तमान में निर्माणाधीन है और जिसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की संभावना है, को शामिल करते हुए आधारभूत मामले में वर्ष 2021-22 के अंत तक विभिन्न प्रकार के ईंधनों से संभावित स्थापित क्षमता की गणना **4,79,419** मेगावाट के रूप में की गई है और इसके विवरण **तालिका 5.15** और **प्रदर्श 5.7** में दिया गया है।

नाभिकीय	10,080	2.1
कुल पारंपरिक क्षमता *	3,04,419	63.5
कुल नवीकरणीय क्षमता	1,75,000	36.5
वर्ष 2021-22 तक कुल क्षमता	4,79,418	100.0

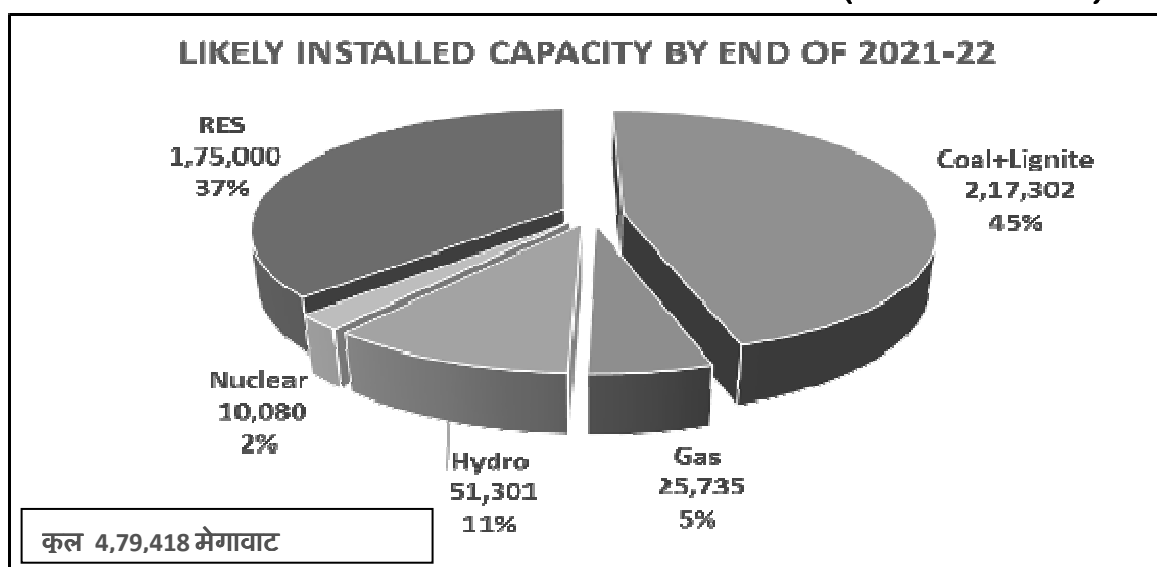
\* इसमें 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता शामिल है, जो वर्तमान में निर्माणाधीन हैं और जिसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की संभावना है।

\* इस स्थापित क्षमता (आईसी) में वर्ष 2017-22 के दौरान पड़ोसी देशों से आयात शामिल नहीं है।

नोट: वास्तविक स्थापित क्षमता वर्ष 2017-22 के दौरान वास्तविक रूप से स्थापित की जाने वाली और बंद की जाने वाली ताप विद्युत क्षमता के अनुरूप परिवर्तित हो सकती है।

#### प्रदर्श 5.7

(सभी आंकड़े मेगावाट में)



वर्ष 2026-27 के अंत तक विभिन्न प्रकार के ईंधनों से संभावित स्थापित क्षमता तालिका 5.16 और प्रदर्श 5.8 में दी गई है।

**तालिका 5.16**  
**वर्ष 2026-27 के अंत तक संभावित स्थापित क्षमता**

ईंधन का प्रकार	क्षमता (मेगावाट में)	%
जल विद्युत	63,301	10.2
कोयला + लिग्नाइट	2,38,150	38.5
गैस	25,735	4.2
नाभिकीय	16,880	2.7
<b>कुल पारंपरिक क्षमता *</b>	<b>3,44,066</b>	<b>55.6</b>
<b>कुल नवीकरणीय क्षमता</b>	<b>2,75,000</b>	<b>44.4</b>
<b>वर्ष 2026-27 तक कुल क्षमता</b>	<b>6,19,066</b>	<b>100.0</b>

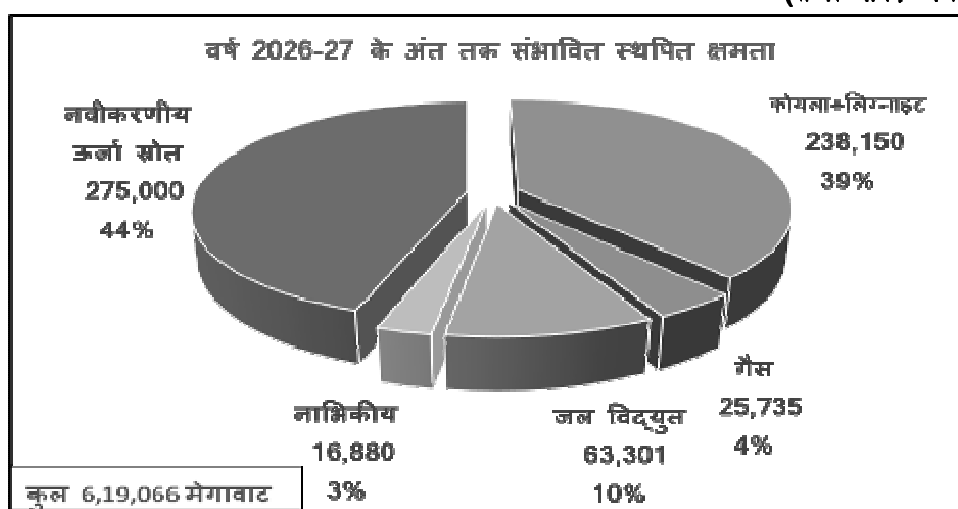
\* इसमें 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता, जो वर्तमान में निर्माणाधीन हैं और जिसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की संभावना है और वर्ष 2022-27 के दौरान आवश्यक 46,420 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता (तालिका 5.13) शामिल है।

\* इस स्थापित क्षमता (आईसी) में वर्ष 2022-27 के दौरान पड़ोसी देशों से आयात शामिल नहीं है।

नोट: वास्तविक स्थापित क्षमता वर्ष 2012-27 के दौरान वास्तविक रूप से स्थापित की जाने वाली और बंद की जाने वाली ताप विद्युत क्षमता के अनुरूप परिवर्तित हो सकती है।

**प्रदर्श 5.8**

**(सभी आंकड़े मेगावाट में)**



47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता, जो वर्तमान में निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और जिसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की संभावना है, पर अध्ययनों के लिए विचार किया गया है। इसके अलावा, ईंधन संबंधी मुद्दों के कारण 9,150 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता और 3,501.88 मेगावाट की गैस आधारित क्षमता (अनुबंध 5.8) अनिश्चित है। इसके अलावा 88,400 मेगावाट (अनुबंध 5.9) की कोयला आधारित क्षमता आयोजना के विभिन्न

चरणों पर है। 10,608 मेगावाट की कुल क्षमता वाली निर्माणाधीन जल विद्युत परियोजनाओं में से अध्ययन के लिए केवल 6,823 मेगावाट क्षमता वाली जल विद्युत परियोजनाओं पर ही विचार किया गया है, जिनका वर्ष 2017-22 के दौरान लाभ प्राप्त होने की पूरी संभावना है।

**5.10.1 पिछली राष्ट्रीय विद्युत योजना (एनईपी) में अनुमानित क्षमता अभिवृद्धि के साथ अध्ययन के परिणामों की तुलना**  
पिछली राष्ट्रीय विद्युत योजना (एनईपी) में 18वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे (ईपीएस रिपोर्ट) के अनुसार अनुमानित पीक मांग और ऊर्जा आवश्यकता के आधार पर वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान अनुमानित क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता का अनुमान **86,400** मेगावाट के रूप में लगाया गया था (तथापि 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए निर्धारित लक्ष्य 88,537 मेगावाट था)। 18वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2021-22 में अनुमानित पीक मांग और ऊर्जा आवश्यकता क्रमशः 2,83,470 मेगावाट और **1904** बिलियन यूनिट थी। तथापि 19वीं ईपीएस रिपोर्ट में लगाए गए पूर्वानुमान के अनुसार वर्ष 2021-22 के दौरान पीक मांग और ऊर्जा आवश्यकता क्रमशः 2,25,571 मेगावाट और 1566 बिलियन यूनिट है। इसके अलावा 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान 88,537 मेगावाट के निर्धारित लक्ष्य की तुलना में 99,209 मेगावाट क्षमता स्थापित की गई है। इस प्रकार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निर्धारित लक्ष्य की तुलना में 10,672 मेगावाट अधिक क्षमता स्थापित की गई है। इसके अलावा भारत सरकार ने नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बड़ी मात्रा में क्षमता अभिवृद्धि के लिए कार्यक्रम घोषित किया है, जिसके कि वर्ष 2021-22 के अंत तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,75,000 मेगावाट की क्षमता स्थापित की जा सके। इन सभी घटकों के परिणामस्वरूप वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान अतिरिक्त क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता घट गई है।

#### 5.11 क्षमता अभिवृद्धि के लिए वैकल्पिक परिदृश्य

उत्पादन विस्तार आयोजना किसी भी विद्युत प्रणाली की आयोजना से जुड़े अध्ययनों का एक महत्वपूर्ण भाग होती है और यह सामान्यतया अगले 5-10 वर्ष के लिए की जाती है। ये अध्ययन उस समय मौजूदा घटकों और विभिन्न पूर्वानुमानों के आधार पर किए जाते हैं। तथापि इनपुट डेटा के साथ विभिन्न प्रकार की अनिश्चितताएं जुड़ी होती हैं जैसे कि मांग संबंधी पूर्वानुमान, ईंधन की उपलब्धता, निवेश, प्रतिबद्ध यूनिटें, प्लांटों को बंद करने की योजनाएं, इनपुट ईंधन की लागतें, प्रौद्योगिकी की उपलब्धता और ऊर्जा कुशलता को बढ़ावा देने के लिए सरकार की विभिन्न पहलें आदि। इसके परिणामस्वरूप उत्पादन विस्तार आयोजना प्रकृति की दृष्टि से अनिवार्य रूप से अनुमानों पर ही आधारित है।

विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाना सबसे अधिक चुनौतीपूर्ण कार्य है और इसके चलते यह उत्पादन विस्तार आयोजना के लिए एक अत्यंत महत्वपूर्ण मानदंड है। लगाए गए पूर्वानुमानों के आधार पर विद्युत मांग का पूर्वानुमान कई तरीकों से लगाया जाता है।

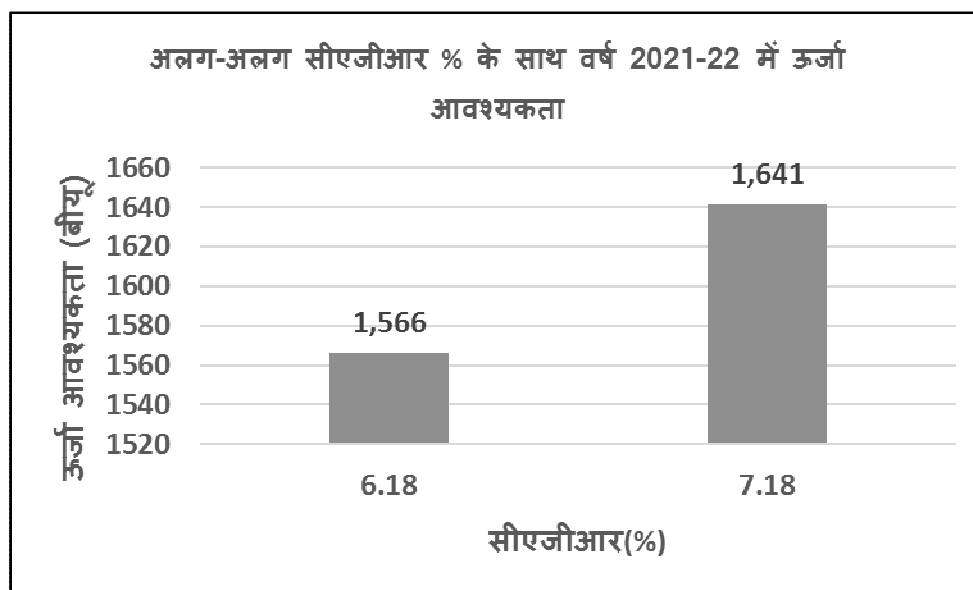
भारत जैसे विकासशील देश के लिए विद्युत मांग का अनुमान लगाना किसी विकसित देश की तुलना में कहीं ज्यादा चुनौतीपूर्ण है। किसी विकसित देश में विकास के परिपक्व चरणों में होने के कारण यह माना जाता है कि विकास की गति तेज होगी और इसलिए वहां विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाना तुलनात्मक रूप से सरल होता है। तथापि, किसी विकासशील देश में वृद्धि के निश्चित और परिभाषित लक्ष्य नहीं हो सकते हैं क्योंकि यह आर्थिक निष्पादन, सरकारी नीतियों और कार्यक्रमों के साथ-साथ उनके सफल कार्यान्वयन की सीमा पर निर्भर होते हैं।

डीएसएम उपायों पर विचार करते हुए आगे आने वाले वर्षों में विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए अपनाई गई क्रियाविधि (अध्याय 3) के आधार पर वर्ष 2016-17 के संदर्भ में 6.18% की मिश्रित वार्षिक वृद्धि दर (सीएजीआर) के साथ वर्ष 2021-22 के लिए विद्युत ऊर्जा का अनुमान 1566 बिलियन यूनिट के रूप में लगाया गया है। तथापि मांग पूर्वानुमान के साथ जुड़ी अनिश्चितताओं के कारण उत्पादन आयोजना अध्ययनों में एक अतिरिक्त परिदृश्य पर विचार किया गया है अर्थात् नीचे प्रदर्श 5.9 में दर्शाए अनुसार 7.18 % की सीएजीआर के साथ भी पूर्वानुमान लगाया गया है।

**सीएजीआर: 6.18%: विद्युत मांग: 1566 बिलियन यूनिट**

**सीएजीआर: 7.18%: विद्युत मांग: 1641 बिलियन यूनिट**

## प्रदर्श 5.9



अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता पर ऊर्जा मांग के परिवर्तन के प्रभाव की सही तस्वीर प्राप्त करने के लिए अनुमानित ऊर्जा मांग में परिवर्तन के आधार पर एक वैकल्पिक परिदृश्य भी तैयार किया गया है।

## 5.11.1 वैकल्पिक परिदृश्य के परिणाम (2017-22)

वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए आधारभूत मामले के रूप में 7.18% की सीएजीआर मांग के लिए और अन्य मानदंडों को अपरिवर्तित रखते हुए भी उत्पादन आयोजना अध्ययन किए गए हैं। कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि और उनका संभावित प्लांट लोड फैक्टर प्रतिशत नीचे तालिका 5.17 (ख) और (ग) में दर्शाए गए हैं।

तालिका 5.17(क)

वर्ष	2016-17 से 2021-22 (%)	मांग	
		पीक(गीगावाट)	ऊर्जा (बीयूएस)
2021-22	7.18	237	1641

प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि, बंद की जाने वाली क्षमता आदि (तालिका 5.14 (क) में दिए अनुसार) के साथ पीक मांग और ऊर्जा मांग को पूरा करने के लिए वर्ष 2021-22 तक आवश्यक अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता निम्नानुसार होगी :

तालिका 5.17(ख)

## वर्ष 2017-22 के दौरान क्षमता अभिवृद्धि

वर्ष	अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता आवश्यकता	अभ्युक्ति
2017-22	19,700	चूंकि 47,855 मेगावाट निर्माण के विभिन्न चरणों के अंतर्गत हैं और इन्हें वर्ष 2017-22 के दौरान पूरा किए जाने की संभावना है, अतः कोई अतिरिक्त क्षमता आवश्यक नहीं है।

तालिका 5.17(ग)

**कोयला से उत्पादित ऊर्जा और कोयला आधारित स्टेशनों का औसत पीएलएफ**

वर्ष	कोयला आधारित उत्पादन (सकल) (जीडब्ल्यूएच) +++	कोयला आधारित प्लांटों का पीएलएफ (%)*
2021-22	1,151	60.5

\* पीएलएफ की संगणना कोयला आधारित पावर प्लांटों, जो निर्माण के विभिन्न चरणों पर हैं और जिनका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की संभावना है, से 47855 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के साथ की गई है, +++ सकल उत्पादन निकालने के लिए कोयला आधारित स्टेशनों की सहायक विद्युत खपत 6.5% के रूप में मानी गई है।

यह देखा जा सकता है कि इस मामले में भी निर्माणाधीन कोयला आधारित परियोजनाओं जिनका लाभ 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की उम्मीद है, के अलावा पीक मांग और ऊर्जा मांग को पूरा करने के लिए कोई अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक नहीं है।

#### 5.11.2 परिणामों का विश्लेषण (2017-22)

- 1) जल विद्युत 6,823 मेगावाट, गैस 406 मेगावाट, नाभिकीय 3,300 मेगावाट, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,17,756 मेगावाट की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2017-22 के दौरान 6.18 % के मांग सीएजीआर के साथ 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद किए जाने की बात पर विचार करते हुए उपर्युक्त अवधि के लिए केवल 6,445 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता ही आवश्यक होगी, जबकि 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और वर्ष 2017-22 के दौरान इसके स्थापित किए जाने की संभावना है।
- 2) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों और जल विद्युत से क्षमता अभिवृद्धि और यूनिटों को बंद किए जाने के तथ्य को यथावत रखते हुए 7.18% के मांग सीएजीआर के साथ वैकल्पिक परिदृश्य में यह प्रतीत होता है कि वर्ष 2017-22 के दौरान 19,700 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक होगी। तथापि 47,855 मेगावाट क्षमता वाले कोयला आधारित प्लांट निर्माण के विभिन्न चरणों पर हैं और वर्ष 2017-22 के दौरान इनका लाभ प्राप्त होगा। इस क्षमता अभिवृद्धि के साथ वर्ष 2021-22 के लिए ऊर्जा मांग और पीक मांग को पूरी तरह से पूरा कर लिया जाएगा।
- 3) थर्मल प्लांटों का पीएलएफ नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों, जल विद्युत आदि से क्षमता अभिवृद्धि की उपलब्धियों की सीमा और यूनिटों को बंद किए जाने से प्रभावित होगा।
- 4) अच्छी खासी मात्रा में क्षमता आवश्यकता को थर्मल प्लांटों के पीएलएफ पर उसी के अनुरूप उल्लेखनीय सकारात्मक प्रभाव पड़ेगा।

#### 5.11.3 परिणामों का विश्लेषण (2022-27)

- 1) यह देखा जा सकता है कि दिए गए मानदंडों के तहत 46,420 मेगावाट के अनुरूप क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक होगी। यह 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता के अतिरिक्त होगी, जिसका वर्ष 2017-22 के दौरान लाभ प्राप्त होने की उम्मीद है।
- 2) मार्च 2022 तक उपलब्ध अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता प्लांटों के बेहतर सदुपयोग के परिणामस्वरूप वर्ष 2022-27 के दौरान मांग में वृद्धि को पूरा करने में सहायक होगी।

- 3) वर्ष 2022-27 के लिए आवश्यक अतिरिक्त क्षमता प्राथमिक रूप से उत्पादन के लचीले स्रोतों से उपलब्ध होनी चाहिए, जो ग्रिड की पीकिंग, संतुलन, रैपिंग आवश्यकताओं को पूरा करने में सहायक होगी।
- 4) तथापि, यदि यह अतिरिक्त क्षमता कोयला आधारित प्लांटों से प्राप्त होती है तो कोयला आधारित पावर स्टेशनों का पीएलएफ वर्ष 2026-27 तक 61-62 % की रेंज में होगा।
- 5) यदि यह अतिरिक्त क्षमता अन्य लचीले स्रोतों से उपलब्ध होती है, तो कोयला आधारित प्लांटों का पीएलएफ पुनः बढ़ जाएगा।

## 5.12 निष्कर्ष

- क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकता की आयोजना के लिए विचार किए गए विद्युत मांग पूर्वानुमान निम्नानुसार हैं :

वर्ष	ऊर्जा आवश्यकता ( बीयू)	पीक मांग (मेगावाट)
2021-22	1,566	225.751
2026-27	2,047	298.774

ये आंकड़े (मूल्य) 19वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे समिति की रिपोर्ट के अनुसार हैं।

- 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2021-22 के लिए मांग पूर्वानुमानों को ध्यान में रखकर, गैस का 406 मेगावाट, जल विद्युत 6,823 मेगावाट, नाभिकीय 3,300 मेगावाट, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,17,756 मेगावाट की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2017-22 के दौरान 22,716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद किए जाने की बात पर विचार करते हुए अध्ययन के परिणामों से यह पता चलता है कि वर्ष 2017-22 के दौरान केवल 6,445 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता ही आवश्यक होगी। तथापि, 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और वर्ष 2017-22 के दौरान इनका लाभ प्राप्त होने की संभावना है। इस प्रकार वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान कुल संभावित क्षमता अभिवृद्धि 1,76,140 मेगावाट होने की संभावना है।
- देश में प्राकृतिक गैस की मौजूदा कमी को ध्यान में रखते हुए ऐसे प्लांटों, जो वर्तमान में कमीशनिंग के लिए तैयार / निर्माणाधीन हैं, को छोड़कर वर्ष 2017-22 के दौरान कोई अतिरिक्त गैस आधारित पावर प्लांट की योजना नहीं बनाई गई है। तथापि, यदि प्राकृतिक गैस की उपलब्धता में सुधार हो जाता है, तो ग्रिड में संतुलन बनाने में सहायक होने और उत्सर्जन कम करने में कुशल होने की विशेषता के कारण गैस आधारित पावर प्लांटों को वरीयता दी जाए।
- 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2026-27 के लिए मांग पूर्वानुमानों, वर्ष 2017-22 के दौरान लाभ प्रदान करने के लिए पहले से निर्माणाधीन 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि, नाभिकीय 6,800 मेगावाट, जल विद्युत 12,000 मेगावाट, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,00,000 मेगावाट और वर्ष 2022-27 के दौरान 25,572 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद किए जाने वाले तथ्यों को ध्यान में रखते हुए अध्ययन के परिणामों से पता चलता है कि वर्ष 2022-27 के दौरान 46,420 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि आवश्यकता है। परिणामों में दर्शाए अनुसार वर्ष 2022-27 के दौरान आवश्यक यह क्षमता अभिवृद्धि वस्तुतः ग्रिड में पीकिंग क्षमता आवश्यकता को पूरा करने के लिए है। यह क्षमता आवश्यकता ऊर्जा के किसी भी पारंपरिक स्रोत से पूरी की जा सकती है।
- ऐसा अनुमान है कि वर्ष 2021-22 में ऊर्जा आवश्यकता के लगभग 20.1% का योगदान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन द्वारा दिया जाएगा।
- पड़ोसी देशों से निबल आयात वर्ष 2021-22 में 4,356 मेगावाट से बढ़कर वर्ष 2026-27 में 21,600 मेगावाट हो जाएगा।
- वर्ष 2012-13 से 2015-16 के बीच ऊर्जा मांग का वास्तविक सीएजीआर 4.42% है। तथापि वर्ष 2015-16 से 2021-22 के बीच ऊर्जा मांग के सीएजीआर का अनुमान 6.18% के रूप में लगाया गया है। यह मांग में समान रूप

से वृद्धि और वर्ष 2017-22 के दौरान एफपीए तथा भारत सरकार के अन्य कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के कारण वृद्धि को ध्यान में रखते हुए पिछले वर्ष की तुलना में काफी अधिक है।

- यह अनुमान लगाया गया है कि गैस पावर प्लांट ऑफ पीक घंटों के दौरान जैसा वर्तमान में किया जा रहा है, के अनुसार न्यूनतम लोड पर प्रचालित होंगे और ग्रिड में पीक आवश्यकता के समय रैंप अप करेंगे। इस प्रकार प्रचालन से उनका संयुक्त पीएलएफ लगभग 37% होगा। यदि गैस आधारित स्टेशनों के लिए एक दिन में दो पालियों में प्रचालन व्यवहार्य हो जाता है, तो गैस की आवश्यकता घट सकती है।
- 6.18% के सीएजीआर के साथ मार्च 2022 तक 1566 बिलियन यूनिट की ऊर्जा मांग और 226 गीगावाट की पीक मांग यथार्थ प्रतीत होती है और ऐसा अनुमान है कि इतनी मांग अवश्य होगी। यहां तक कि 7.18% के सीएजीआर के साथ मार्च 2022 में 1641 बिलियन यूनिट की ऊर्जा मांग और 237 गीगावाट की पीक मांग के साथ इस मांग को पूरा करने के लिए पर्याप्त क्षमता उपलब्ध होगी।
- यहां तक कि वर्ष 2021-22 तक तुलनात्मक रूप से मांग अधिक होने की स्थिति में जैसे कि कैप्टिव लोड को ग्रिड में शिफ्ट किए जाने से मांग में इस वृद्धि को पूरा करने के लिए पर्याप्त क्षमता उपलब्ध होगी।
- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों, जल विद्युत स्रोतों आदि से क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य के संदर्भ में किसी भी प्रकार के नकारात्मक विचलन का कोयला आधारित प्लांटों के पीएलएफ पर सकारात्मक प्रभाव पड़ेगा।
- इसी प्रकार भविष्य में अनुमानित मांग के किसी भी सकारात्मक विचलन का भी कोयला आधारित प्लांटों के पीएलएफ पर सकारात्मक प्रभाव पड़ेगा।
- यहां तक कि पर्यावरणीय शर्तों की कड़ाई से कार्यान्वयन (अनुपालन) के कारण वर्ष 2017-22 के दौरान 22,716 मेगावाट की क्षमता को बंद करने से भी वर्ष 2021-22 के दौरान मांग को पूरा करने में कोई समस्या नहीं होगी।
- यह परिकल्पना की गई है कि क्षमता अभिवृद्धि की दर, विशेष रूप से कोयला आधारित स्टेशनों, से वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान मांग में वृद्धि की दर प्रभावित हो सकती है। कोयला आधारित स्टेशनों का पीएलएफ यूनिट को सामान्यतः बंद करने, 6.18% के सीएजीआर के साथ संभावित मांग और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट की क्षमता अभिवृद्धि से वर्ष 2021-22 तक घटकर लगभग 56.5% तक आ सकता है। उपर्युक्त स्वतंत्र चर में किसी भी परिवर्तन का कोयला आधारित स्टेशनों के पीएलएफ पर प्रभाव पड़ेगा, जैसा कि ऊपर पहले भी उल्लेख किया जा चुका है।
- वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान थर्मल प्लांटों का पीएलएफ क्रमिक रूप से बढ़ेगा और वर्ष 2026-27 तक लगभग 60-61% तक पहुंच जाएगा।
- भविष्य में पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से किसी भी प्रकार की क्षमता अभिवृद्धि के लिए उत्पादन की सहूलियत और क्षमता पर जोर दिया जाना चाहिए।
- जल विद्युत भी ग्रिड की संतुलन आवश्यकता को पूरा करने में उल्लेखनीय योगदान दे सकती है, परंतु जलाशयों में मौसम के आधार पर अंतर्वाह से जुड़ी बाधाओं के कारण जल विद्युत के समक्ष समस्याएं होती हैं। इसके अलावा वर्ष 2022 में कुल स्थापित क्षमता में जल विद्युत क्षमता का योगदान लगभग 10.7 % होगा। यदि सरकार की नीतियों में जल विद्युत के विकास पर जोर दिया जाता है, तो गैस से पूरी की जाने वाली पीक आवश्यकता भी घट सकती है और इसके बेहतर परिणाम प्राप्त हो सकते हैं।

## अनुबंध 5.1

वर्ष 2017-22 के दौरान निर्माणाधीन/संभावित लाभ के लिए संस्तुत जल विद्युत परियोजनाओं की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

उत्पादन आयोजना अध्ययन के लिए विचार की गई परियोजनाएं, जिनका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की अत्यधिक संभावना है						
क्र. सं.	परियोजना का नाम	राज्य	एजेंसी	यूनिट की संख्या x मेगावाट	2017-22 के दौरान होने वाले लाभ (मेगावाट)	स्थिति
	<b>केंद्रीय क्षेत्र</b>					
1	कामेंग	अरुणाचलप्रदेश	नीपको	4x150	600	निर्माणाधीन
2	पार्वती एसटी II	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	4x200	800	निर्माणाधीन
3	किशनगंगा	जम्मू और कश्मीर	एनएचपीसी	3x110	330	निर्माणाधीन
4	तुईरियल	मिजोरम	नीपको	2x30	60	निर्माणाधीन
5	तपोवन विष्णुगढ	उत्तराखंड	एनटीपीसी	4x130	520	निर्माणाधीन
6	टेहरी पीएसएस	उत्तराखंड	टीएचडीसी	4x250	1,000	निर्माणाधीन
7	विष्णुगढ पीपलकोटि	उत्तराखंड	टीएचडीसी	4x111	444	निर्माणाधीन
8	रम्माम - III	पश्चिम बंगाल	एनटीपीसी	3x40	120	निर्माणाधीन
9	पारे	अरुणाचलप्रदेश	नीपको	2x55	110	निर्माणाधीन
	<b>केंद्रीय क्षेत्र जोड़</b>				<b>3,984</b>	
	<b>राज्य क्षेत्र</b>					
1	इंदिरा सागर (पोल्लावरम एमपीपी)	अरुणाचलप्रदेश	एपीआईडी	12x80	960	निर्माणाधीन
2	सैंज	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	2x50	100	निर्माणाधीन
3	शांगटांग करचम	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	3x150	450	निर्माणाधीन
4	स्वरा कुड्डु	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	3x37	111	निर्माणाधीन
5	यूएचएल-III	हिमाचल प्रदेश	बीवीपीसी	3x33.3	100	निर्माणाधीन
6	पल्लीवासल	केरल	केएसईबी	2x30	60	निर्माणाधीन
7	पुलिचिंताला	तेलंगाना	टीएसजीईएन सीओ	4x30	90	निर्माणाधीन
8	व्यासी	उत्तराखंड	यूजेवीएनएल	2x60	120	निर्माणाधीन
9	न्यू उमडू	मेघालय	एमईपीजीसीएल	2x20	40	कमीशनहोगया
10	परनई	जम्मू और कश्मीर	जेकेएसपीडी सी	3x12.5	37.5	निर्माणाधीन

11	लोवर कलनई	जम्मू और कश्मीर	जेकेएसपीडी सी	2x24	48	निर्माणाधीन
	<b>राज्य क्षेत्र जोड़</b>				<b>2,116.5</b>	
	<b>निजी क्षेत्र</b>					
1	बजोली होली	हिमाचल प्रदेश	जीएमआर	3x60	180	निर्माणाधीन
2	चंजु।	हिमाचल प्रदेश	आईए एनर्जी	3x12	12	1 यूनिट निर्माणाधीन
3	डिकचु	सिक्किम	स्नेहा काइनेटिक	2x48	96	कमीशन हो गया
4	रंगित-II	सिक्किम	एसएचपीएल	2x33	66	निर्माणाधीन
5	रोंगनिचु	सिक्किम	एमबीपीसीएल	2x48	96	निर्माणाधीन
6	ताशिडिंग	सिक्किम	शिगा एनर्जी	2x48.5	97	निर्माणाधीन
7	फाटा बियुंग	उत्तराखंड	लैंको	2x38	76	निर्माणाधीन
8	सिंगोली भटवारी	उत्तराखंड	एलएंडटी	3x33	99	निर्माणाधीन
	<b>निजी क्षेत्र जोड़</b>				<b>722</b>	
	<b>उप जोड़</b>				<b>6,822.5</b>	
II	अन्य जल विद्युत परियोजनाएं, जिनकी स्थापना वर्ष 2017-22 के दौरान हो सकती है, परंतु उत्पादन आयोजना अध्ययन के लिए उनपर विचार नहीं किया गया (जो वर्तमान में विभिन्न कारणों से रूकी हुई हैं)					
	<b>केंद्रीय क्षेत्र</b>					
1	सुबंसिरी लोवर	अरुणाचलप्रदेश	एनएचपीसी	8x250	2,000	निर्माणाधीन
	<b>केंद्रीय क्षेत्र जोड़</b>				<b>2,000</b>	
	<b>राज्य क्षेत्र</b>					
1	थोटिटयार	केरल	केएसईबी	1x30+1x10	40	निर्माणाधीन
2	कोयना लेफ्ट बैंक पीएसएस	महाराष्ट्र	डब्ल्यूआरडी, जीओ एमएच.	2x40	80	निर्माणाधीन
3	शाहपुरकंडी	पंजाब	आईआरआर. डिपार्टमेंट एंड पीएसपीसीएल	3x33+3x33 +1x8	206	निर्माणाधीन
	<b>राज्य क्षेत्र जोड़</b>				<b>326</b>	
	<b>निजी क्षेत्र</b>					
1	गोंगरी	अरुणाचलप्रदेश	डीईपीएल	2x72	144	निर्माणाधीन
2	सोरांग	हिमाचल प्रदेश	एचएसपीएल	2x50	100	निर्माणाधीन

3	टैगनु रोमई- I	हिमाचल प्रदेश	टीआरपीजी	2x22	44	निर्माणाधीन
4	टिडांग-I	हिमाचल प्रदेश	मैसर्स एनएसएल	2x50	100	निर्माणाधीन
5	महेश्वर	मध्य प्रदेश	एसएमएचपी सीएल	10x40	400	निर्माणाधीन
6	भाष्मे	सिक्किम	गैती	3x17	51	निर्माणाधीन
7	रंगित-IV	सिक्किम	जल पावर	3x40	120	निर्माणाधीन
8	तीस्ता- VI	सिक्किम	लैंको	4x125	500	निर्माणाधीन
	<b>निजी क्षेत्र जोड़</b>				<b>1,459</b>	
	<b>उप जोड़ II</b>				<b>3,785</b>	
	<b>कुल योग (I+II)</b>				<b>10,607.5</b>	

## अनुबंध 5.2

वर्ष 2017-22 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन नाभिकीय परियोजनाओं की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र. सं.	परियोजना का नाम	राज्य	एजेंसी	यूनिट की सं. x मेगावाट	वर्ष 2017-22 के दौरान होनेवाले लाभ (मेगावाट में)
1	काकरापार एटॉमिक पावर प्लांट	गुजरात	एनपीसीआईएल	2x700	1,400
2	राजस्थान एटॉमिक स्टेशन	राजस्थान	एनपीसीआईएल	2x700	1,400
3	पीएफबीआर	तमिलनाडु	भाविनी	1x500	500
	<b>कुल (2017-22)</b>				<b>3,300</b>

वर्ष 2017-22 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन गैस परियोजनाओं की सूची

क्र. सं.	परियोजना का नाम	राज्य	एजेंसी	यूनिट की सं.	वर्ष 2017-22 के दौरान होनेवाले लाभ (मेगावाट में)
1	नामरुप सीसीजीटी	असम	एपीजीसीएल / बीएचईएल	एसटी	36.15
2	येलाहांका सीसीपीपी	कर्नाटक	केपीसीएल	जीटी+एसटी	370
	<b>कुल (2017-22)</b>				<b>406.15</b>

## अनुबंध 5.3

वर्ष 2022-27 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन नाभिकीय परियोजनाओं की सूची  
(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र. सं.	परियोजना का नाम	राज्य	एजेंसी	यूनिट की सं. x मेगावाट	वर्ष 2022- 27 के दौरान होनेवाले लाभ (मेगावाट में)
1	कुडनकुलम नाभिकीय पावर परियोजना (विस्तार)	तमिलनाडु	एनपीसीआईएल	4x1000	4,000
2	गोरखपुर हरियाणा अणु विद्युत परियोजना	हरियाणा	एनपीसीआईएल	2x700	1,400
3	न्यू पीएचडब्ल्यूआर*	मध्य प्रदेश	एनपीसीआईएल	2x700	1,400
	<b>कुल (2022-27)</b>				<b>6,800</b>

\*नोट : जमीन की खरीद अग्रिम चरण में

## अनुबंध 5.4

दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार वर्ष 2017-22 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन कोयला आधारित परियोजनाओं की सूची

क्र. सं.	परियोजना का नाम / कार्यान्वयन करने वाली एजेंसी	क्षेत्र	यूनिट सं.	क्षमता (मेगावाट में)
	केंद्रीय क्षेत्र			
1	बोंगाईगांव टीपीपी/एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-3	250
2	बाढ़ एसटीपीपी-1/एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	660
3	बाढ़ एसटीपीपी-1/एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	660
4	बाढ़ एसटीपीपी-1/एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-3	660
5	नबी नगर टीपीपी / एनटीपीसी और रेलवे का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-2	250
6	नबी नगर टीपीपी / एनटीपीसी और रेलवे का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-3	250
7	नबी नगर टीपीपी / एनटीपीसी और रेलवे का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-4	250
8	न्यू नबी नगर टीपीपी /एनटीपीसी और बीएसपीजीसीएल का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-1	660
9	न्यू नबी नगर टीपीपी /एनटीपीसी और बीएसपीजीसीएल का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-2	660
10	न्यू नबी नगर टीपीपी /एनटीपीसी और बीएसपीजीसीएल का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-3	660
11	नॉर्थ करनपुरा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	660
12	नॉर्थ करनपुरा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	660
13	नॉर्थ करनपुरा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-3	660
14	कुडगी एसटीपीपीफेज-1/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-3	800
15	सोलापुर एसटीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	660
16	सोलापुर एसटीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	660
17	गाडरबारा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	800
18	गाडरबारा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	800
19	खारगोन टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	660
20	खारगोन टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	660
21	दारलीपल्ली एसटीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	800
22	दारलीपल्ली एसटीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	800
23	नेवेली न्यू टीपीपी/ एनएलसी	केंद्रीय	यू-1	500

24	नेवेली न्यू टीपीपी/ एनएलसी	केंद्रीय	यू-2	500
25	तेलंगाना फेज-II/एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	800
26	तेलंगाना फेज-II/एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	800
27	लाराएसटीपीपी / एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	800
28	लाराएसटीपीपी / एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	800
29	मेजा एसटीपीपी/ एनटीपीसी और यूपीआरवीयूएनएल का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-1	660
30	मेजा एसटीपीपी/ एनटीपीसी और यूपीआरवीयूएनएल का संयुक्त उद्यम	केंद्रीय	यू-2	660
31	टांडा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-1	660
32	टांडा टीपीपी/ एनटीपीसी	केंद्रीय	यू-2	660
33	घाटमपुर टीपीपी/ एनएलसी जेवी	केंद्रीय	यू-1	660
34	घाटमपुर टीपीपी/ एनएलसी जेवी	केंद्रीय	यू-2	660
35	घाटमपुर टीपीपी/ एनएलसी जेवी	केंद्रीय	यू-3	660
35	बारसींगसर टीपीपी ईएक्सटी/एनएलसी	केंद्रीय	यू-1	250
36	बिठनोक टीपीपी /एनएलसी	केंद्रीय	यू-1	250
	<b>कुल (केंद्रीय क्षेत्र)</b>			<b>22,900</b>
	<b>राज्यक्षेत्र</b>			
1	रायलसीमा टीपीपी एसटी-IV / एपीजेनको	राज्य	यू-6	600
2	डॉ. एन टी राव टीपीएस एसटी -V/एपीजेनको	राज्य	यू-1	800
3	श्री दामोदरम टीपीएस एसटी-II/एपीजेनको	राज्य	यू-1	800
4	बरौनी टीपीएस एक्सटेंशन/ बीएसईबी	राज्य	यू-8	250
5	बरौनी टीपीएस एक्सटेंशन/ बीएसईबी	राज्य	यू-9	250
6	वानकबोरी टीपीएस एक्सटेंशन / जीएसईसीएल	राज्य	यू-8	800
7	श्री सिंघाजी टीपीपी-II / एमपीजेनको	राज्य	यू-3	660
8	श्री सिंघाजी टीपीपी-II / एमपीजेनको	राज्य	यू-4	660
9	आईबी वैलीटीपीपी / ओपीजीसीएल	राज्य	यू-3	660
10	आईबी वैलीटीपीपी / ओपीजीसीएल	राज्य	यू-4	660
11	छाबड़ा टीपीपी एक्सटेंशन / आरआरवीयूएनएल	राज्य	यू-5	660
12	छाबड़ा टीपीपी एक्सटेंशन / आरआरवीयूएनएल	राज्य	यू-6	660
13	सूरतगढ़ टीपीएस/ आरआरवीयूएनएल	राज्य	यू-7	660
14	सूरतगढ़ टीपीएस/ आरआरवीयूएनएल	राज्य	यू-8	660

15	काठगोदाम टीपीएस एसटी-VII / टीएसजीईएनसीओ	राज्य	यू-1	800
16	भद्राद्री टीपीपी / टीएसजीईएनसीओ	राज्य	यू-1	270
17	भद्राद्री टीपीपी / टीएसजीईएनसीओ	राज्य	यू-2	270
18	भद्राद्री टीपीपी / टीएसजीईएनसीओ	राज्य	यू-3	270
19	भद्राद्री टीपीपी / टीएसजीईएनसीओ	राज्य	यू-4	270
20	एन्नोर ईएक्सपी एससीटीपीपी(लैंको) / टेनजेडको	राज्य	यू-1	660
21	एन्नोर एससीटीपीपी / टेनजेडको	राज्य	यू-1	660
22	एन्नोर एससीटीपीपी / टेनजेडको	राज्य	यू-2	660
23	नॉर्थ चेन्नई टीपीपी एसटी-III/टेनजेडको	राज्य	यू-1	800
24	उप्पुर एससीटीपीपी/टेनजेडको	राज्य	यू-1	800
25	उप्पुर एससीटीपीपी/टेनजेडको	राज्य	यू-2	800
26	हरदुआगंज ईएक्सपी-II टीपीपी / यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	यू-1	660
27	जवाहरपुर एसटीपीपी/ यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	यू-1	660
28	जवाहरपुर एसटीपीपी/ यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	यू-2	660
29	ओबरा-सी एसटीपीपी/ यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	यू-1	660
30	ओबरा-सी एसटीपीपी/ यूपीआरवीयूएनएल	राज्य	यू-2	660
	<b>कुल (राज्य क्षेत्र)</b>			<b>18,340</b>
	<b>निजी क्षेत्र</b>			
1	थम्मिनापटणम टीपीपी चरण -II / मीनाक्षी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-3	350
2	थम्मिनापटणम टीपीपी चरण -II / मीनाक्षी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-4	350
3	अकलतारा टीपीपी (नैयारा) / केएसके महानदी पावर कपनी लिमिटेड	निजी	यू-3	600
4	अकलतारा टीपीपी (नैयारा) / केएसके महानदी पावर कपनी लिमिटेड	निजी	यू-4	600
	नवापारा टीपीपी / टीआरएन एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-2	300
5	बिंजकोट टीपीपी/ एसकेएस पावर जेनरेशन (छत्तीसगढ़) लिमिटेड	निजी	यू-1	300
6	बिंजकोट टीपीपी/ एसकेएस पावर जेनरेशन	निजी	यू-2	300

	(छत्तीसगढ़) लिमिटेड			
7	नासिक टीपीपी फेज-I / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-3	270
8	नासिक टीपीपी फेज-I / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-4	270
9	नासिक टीपीपी फेज-I / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-5	270
10	शिरपुर टीपीपी/ शिरपुर पावर प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-1	150
11	शिरपुर टीपीपी/ शिरपुर पावर प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-2	150
12	उच्चपिंडा टीपीपी/आरकेएम पावरजेन प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-3	360
13	उच्चपिंडा टीपीपी/आरकेएम पावरजेन प्राइवेट लिमिटेड	निजी	यू-4	360
14	तुतिकोरीन टीपीपी एसटी-IV /एसईपीसी	निजी	यू-1	525
15	प्रयागराज (बारा) टीपीपी / पीपीजेनको	निजी	यू-3	660
16	इंडिया पावर टीपीपी / हल्दिया एनर्जी लिमिटेड	निजी	यू-1	150
17	इंडिया पावर टीपीपी / हल्दिया एनर्जी लिमिटेड	निजी	यू-2	150
18	इंडिया पावर टीपीपी / हल्दिया एनर्जी लिमिटेड	निजी	यू-3	150
19	उत्कल टीपीपी/इंड बराथ	निजी	यू-2	350
	<b>कुल (निजी क्षेत्र)</b>			<b>6,615</b>
	<b>सकल योग</b>			<b>47,855</b>

## अनुबंध 5.5

**मार्च 2022 तक बंद किए जाने के लिए विचार की गई परियोजनाओं की सूची  
अगस्त 2017 की स्थिति के अनुसार**

क्र. सं.	कंपनियों के नाम	स्टेशन का नाम	यूनिट सं.	क्षमता (मेगावाट में)	अभ्युक्ति
1	डीपीएल	डीपीएल टीपीएस	3	70	
2	डीपीएल	डीपीएल टीपीएस	4	75	
3	डीपीएल	डीपीएल टीपीएस	5	75	
4	एएसईबी	चंद्रपुर टीपीएस	1	30	
5	एएसईबी	चंद्रपुर टीपीएस	2	30	
6	जीएसईसीएल	सिक्का टीपीएस	1	120	
7	जीएसईसीएल	उकाई टीपीएस	1	120	
8	जीएसईसीएल	उकाई टीपीएस	2	120	
9	आईपीजीसीएल	राजघाट टीपीएस	1	67.5	
10	आईपीजीसीएल	राजघाट टीपीएस	2	67.5	
11	एमपीपीजीसीएल	सतपुरा टीपीएस	6	200	
12	एमपीपीजीसीएल	सतपुरा टीपीएस	7	210	
13	यूपीआरवीयूएनएल	हरदुआगंज	5	60	फरवरी 2015 से एस/डी के तहत
14	यूपीआरवीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	8	94	
15	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस- I	1	50	2x500 मेगावाट टीपीएस की पहली यूनिट की स्थापना के बाद यूनिटें बंद की जाएंगी।
16	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस- I	2	50	
17	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस- I	3	50	
18	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस- I	4	50	
19	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस- I	5	50	
20	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस- I	6	50	

		I			
21	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस-I	7	100	
22	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस-I	8	100	
23	एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट टीपीएस-I	9	100	
24	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	1	60	यूनिट को बंद करने के लिए तेजी से कार्रवाई करने हेतु कंपनी के साथ बातचीत की जा रही है।
25	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	2	60	
26	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	3	60	
27	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	4	60	
28	पीएसपीसीएल	जीएनडी (भटिंडा) टीपीएस	1	110	कंपनी द्वारा निदेशक मंडल का अनुमोदन प्राप्त करने के लिए कार्रवाई की जा रही है।
29	पीएसपीसीएल	जीएनडी (भटिंडा) टीपीएस	2	110	
30	सीएसपीजीसीएल	डीएसपीएम कोरबा टीपीएस	1	50	
31	सीएसपीजीसीएल	डीएसपीएम कोरबा टीपीएस	2	50	
32	सीएसपीजीसीएल	डीएसपीएम कोरबा टीपीएस	3	50	
33	सीएसपीजीसीएल	डीएसपीएम कोरबा टीपीएस	4	50	
34	एमपीपीजीसीएल	सतपुरा टीपीएस	8	210	
35	एमपीपीजीसीएल	सतपुरा टीपीएस	9	210	
36	यूपीआरवीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	1	40	
37	यूपीआरवीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	2	50	
38	यूपीआरवीयूएनएल	पनकी टीपीएस	3	105	बंद करने के लिए निदेशक मंडल का अनुमोदन प्राप्त किया जाना है।

					प्रतिस्थापना का प्रस्ताव विचाराधीन है।
39	यूपीआरवीयूएनएल	पनकी टीपीएस	4	105	
40	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	5	120	बिजली की कमी के कारण बिजली कंपनी 800 मेगावाट क्षमता वाली सुपर क्रिटिकल यूनिट की स्थापना तक प्लांट को चलाते रहना चाहती है, जिसके लिए आदेश प्रस्तुत कर दिए गए हैं और जिसके वर्ष 2018-19 तक स्थापित किए जाने की उम्मीद है।
41	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	6	120	
42	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	7	120	
43	टीएसपीजीसीएल	कोठादुदेम टीपीएस	8	120	
44	टीएसपीजीसीएल	रामागुंडम-बी टीपीएस	1	62.5	
45	पीएसपीसीएल	रोपर टीपीएस	1	210	प्रतिस्थापना के रूप में 3x800 मेगावाट क्षमता वाली सुपर क्रिटिकल यूनिट की स्थापना के लिए बिजली कंपनी संभावनाएं तलाश रही हैं।
46	पीएसपीसीएल	रोपर टीपीएस	2	210	
47	पीएसपीसीएल	रोपर टीपीएस	3	210	
48	पीएसपीसीएल	रोपर टीपीएस	4	210	
49	एमएसपीजीसीएल	कोराडी टीपीएस	5	200	यूनिट -6 का एलई कार्य पूरा होने के बाद बंद की जानी है।
50	पीवीयूएनएल	पतरातू टीपीएस	4	50	यूनिटों को 800 मेगावाट क्षमता

					वाली यूनिट की स्थापना के बाद बंद किया जा सकता है।
51	पीवीयूएनएल	पतरातू टीपीएस	6	100	
52	पीवीयूएनएल	पतरातू टीपीएस	9	110	
53	पीवीयूएनएल	पतरातू टीपीएस	10	110	
54	पीवीयूएनएल	पतरातू टीपीएस	7	110	लंबे समय से बंद पड़ी हुई है। निर्णय लंबित है।
55	एनटीपीसी लिमिटेड	बदरपुर टीपीएस	1	95	एनटीपीसी के निदेशक मंडल द्वारा निर्णय लंबित है।
56	एनटीपीसी लिमिटेड	बदरपुर टीपीएस	2	95	
57	एनटीपीसी लिमिटेड	बदरपुर टीपीएस	3	95	
58	डीवीसी	चंद्रपुर टीपीएस	2	130	पारेषण योजना के सुदृढीकरण के बाद बंद की जानी है। वर्ष 2019-20 में बंद करने के लिए प्रस्तावित है।
59	डीवीसी	चंद्रपुर टीपीएस	3	130	
	<b>कुल</b>			<b>5,926.5</b>	

## अनुबंध 5.5(क)

नई पर्यावरणीय शर्तों के अनुसार बंद करने के लिए विचार की गई परियोजनाओं की सूची  
(थर्मल स्टेशन यूनिटें, जिनके पास एफजीडी की स्थापना के लिए स्थान उपलब्ध नहीं हैं और जो दिनांक

01.01.2022 को => 25 वर्ष या उससे अधिक का कार्यकाल पूरा कर लेंगी)

(अगस्त 2017 की स्थिति के अनुसार)

क्र. सं.	विकासकर्ता (डेवलपर)	परियोजना का नाम	क्षेत्र	राज्य	क्षेत्र	यूनिट सं.	कुल क्षमता
1	बीएसईबी	बरौनी टीपीएस	राज्यक्षेत्र	बिहार	पू. क्षे.	6	105
2	बीएसईबी	बरौनी टीपीएस	राज्यक्षेत्र	बिहार	पू. क्षे.	7	105
3	एनटीपीसी& बिहार	मुजफ्फरपुर टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	बिहार	पू. क्षे.	1	110
4	एनटीपीसी& बिहार	मुजफ्फरपुर टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	बिहार	पू. क्षे.	2	110
5	डी वी सी	बोकारो 'बी' टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	झारखंड	पू. क्षे.	1	210
6	डी वी सी	बोकारो 'बी' टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	झारखंड	पू. क्षे.	2	210
7	डी वी सी	बोकारो 'बी' टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	झारखंड	पू. क्षे.	3	210
8	तेनुघाट वी एन लि मिटेड	तेनुघाट टीपीएस	राज्यक्षेत्र	झारखंड	पू. क्षे.	1	210
9	तेनुघाट वी एन लि मिटेड	तेनुघाट टीपीएस	राज्यक्षेत्र	झारखंड	पू. क्षे.	2	210
10	इंडबराथ	इंडबराथ टीपीपी	निजीक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	1	350
11	एनटीपीसी	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	1	60
12	एनटीपीसी	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	2	60
13	एनटीपीसी	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	3	60
14	एनटीपीसी	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	4	60
15	एनटीपीसी	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	5	110
16	एनटीपीसी	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	ओडीशा	पू. क्षे.	6	110
17	सी. ई. एस. सी.	टीटागढ़ टीपीएस	निजीक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	1	60

	प्राइवेट						
18	सी. ई. एस. सी. प्राइवेट	टीटागढ़ टीपीएस	निजीक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	2	60
19	सी. ई. एस. सी. प्राइवेट	टीटागढ़ टीपीएस	निजीक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	3	60
20	सी. ई. एस. सी. प्राइवेट	टीटागढ़ टीपीएस	निजीक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	4	60
21	डी वी सी	दुर्गापुर टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	4	210
22	डब्ल्यूबीपीडीसी	बाकेश्वर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	1	210
23	डब्ल्यूबीपीडीसी	बाकेश्वर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	2	210
24	डब्ल्यूबीपीडीसी	बाकेश्वर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	3	210
25	डब्ल्यूबीपीडीसी	बाकेश्वर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	4	210
26	डब्ल्यूबीपीडीसी	बाकेश्वर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	5	210
27	डब्ल्यूबीपीडीसी	बंदेल टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	1	60
28	डब्ल्यूबीपीडीसी	बंदेल टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	2	60
29	डब्ल्यूबीपीडीसी	बंदेल टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	3	60
30	डब्ल्यूबीपीडीसी	बंदेल टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	4	60
31	डब्ल्यूबीपीडीसी	बंदेल टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पश्चिम बंगाल	पू. क्षे.	5	210
32	एनटीपीसी	बदरपुर टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	दिल्ली	उ. क्षे.	4	210
33	एनटीपीसी	बदरपुर टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	दिल्ली	उ. क्षे.	5	210
34	एचजीपी कार्पोरेशन्	पानीपत टीपीएस	राज्यक्षेत्र	हरियाणा	उ. क्षे.	5	210
35	पीएसईबी	जीएनडी टीपीएस (भटिंडा)	राज्यक्षेत्र	पंजाब	उ. क्षे.	3	110
36	पीएसईबी	जीएनडी टीपीएस (भटिंडा)	राज्यक्षेत्र	पंजाब	उ. क्षे.	4	110
37	पीएसईबी	रोपर टीपीएस रोपर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पंजाब	उ. क्षे.	5	210
38	पीएसईबी	रोपर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	पंजाब	उ. क्षे.	6	210
39	आरआरवीयूएनएल	कोटा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	राजस्थान	उ. क्षे.	1	110
40	आरआरवीयूएनएल	कोटा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	राजस्थान	उ. क्षे.	2	110
41	आरआरवीयूएनएल	कोटा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	राजस्थान	उ. क्षे.	3	210

42	आरआरवीयूएनएल	कोटा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	राजस्थान	उ. क्षे.	4	210
43	आरआरवीयूएनएल	कोटा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	राजस्थान	उ. क्षे.	5	210
44	एनटीपीसी	टांडा टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	1	110
45	एनटीपीसी	टांडा टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	2	110
46	एनटीपीसी	टांडा टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	3	110
47	एनटीपीसी	टांडा टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	4	110
48	यूपीआरवीयूएनएल	हरदुआगंज टीपीएस	राज्यक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	7	105
49	यूपीआरवीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	7	94
50	यूपीआरवीयूएनएल	परीक्षा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	1	110
51	यूपीआरवीयूएनएल	परीक्षा टीपीएस	राज्यक्षेत्र	उत्तर प्रदेश	उ. क्षे.	2	110
52	एपीजेनको	डॉ. एन. टाटा राव टीपीएस	राज्यक्षेत्र	आंध्रप्रदेश	द. क्षे.	1	210
53	एपीजेनको	डॉ. एन. टाटा राव टीपीएस	राज्यक्षेत्र	आंध्रप्रदेश	द. क्षे.	2	210
54	एपीजेनको	डॉ. एन. टाटा राव टीपीएस	राज्यक्षेत्र	आंध्रप्रदेश	द. क्षे.	3	210
55	एपीजेनको	डॉ. एन. टाटा राव टीपीएस	राज्यक्षेत्र	आंध्रप्रदेश	द. क्षे.	4	210
56	एपीजेनको	डॉ. एन. टाटा राव टीपीएस	राज्यक्षेत्र	आंध्रप्रदेश	द. क्षे.	5	210
57	एपीजेनको	डॉ. एन. टाटा राव टीपीएस	राज्यक्षेत्र	आंध्रप्रदेश	द. क्षे.	6	210
58	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	1	210
59	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	2	210
60	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	3	210
61	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	4	210
62	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	5	210
63	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	6	210
64	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	7	210
65	केपीसीएल	रायचुर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	कर्नाटक	द. क्षे.	8	250
66	इंडबराथ	तुतिकोरीन (पी) टीपीपी	निजीक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	1	150
67	इंडबराथ	तुतिकोरीन (पी) टीपीपीटीपीपी	निजीक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	2	150

68	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली (एक्स) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	1	210
69	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली (एक्स) टीपीएस	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	2	210
70	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	1	210
71	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	2	210
72	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	3	210
73	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	4	210
74	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	5	210
75	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	6	210
76	नेवेली लिग्नाइट	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीयक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	7	210
77	टीएनईबी	मेत्तूर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	1	210
78	टीएनईबी	मेत्तूर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	2	210
79	टीएनईबी	मेत्तूर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	3	210
80	टीएनईबी	मेत्तूर टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	4	210
81	टीएनईबी	नॉर्थ चेन्नई टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	1	210
82	टीएनईबी	नॉर्थ चेन्नई टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	2	210
83	टीएनईबी	नॉर्थ चेन्नई टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	3	210
84	टीएनईबी	तुतिकोरीन टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	1	210
85	टीएनईबी	तुतिकोरीन टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	2	210
86	टीएनईबी	तुतिकोरीन टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	3	210
87	टीएनईबी	तुतिकोरीन टीपीएस	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	4	210
88	टीएनईबी	तुतिकोरीन	राज्यक्षेत्र	तमिलनाडु	द. क्षे.	5	210

		टीपीएस					
89	टीएसजीईएनसीओ	कोठागोदाम टीपीएस (न्यू)	राज्यक्षेत्र	तेलंगाना	द. क्षे.	9	250
90	टीएसजीईएनसीओ	कोठागोदाम टीपीएस (न्यू)	राज्यक्षेत्र	तेलंगाना	द. क्षे.	10	250
91	सीएसपीजीसीएल	कोरबा-III	राज्यक्षेत्र	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	1	120
92	सीएसपीजीसीएल	कोरबा-III	राज्यक्षेत्र	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	2	120
93	सीएसपीजीसीएल	कोरबा-पश्चिम टीपीएस	राज्यक्षेत्र	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	1	210
94	सीएसपीजीसीएल	कोरबा-पश्चिम टीपीएस	राज्यक्षेत्र	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	2	210
95	सीएसपीजीसीएल	कोरबा-पश्चिम टीपीएस	राज्यक्षेत्र	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	3	210
96	सीएसपीजीसीएल	कोरबा-पश्चिम टीपीएस	राज्यक्षेत्र	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	4	210
97	जीएसईसीएल	सिक्का आरईपी. टीपीएस	राज्यक्षेत्र	गुजरात	प. क्षे.	2	120
98	टोरेंट पावर जेनरेशन लिमिटेड	साबरमती	निजीक्षेत्र	गुजरात	प. क्षे.	15	30
99	टोरेंट पावर जेनरेशन लिमिटेड	साबरमती	निजीक्षेत्र	गुजरात	प. क्षे.	16	30
100	गुप्ता एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जीईपीएल टीपीपी फेज-I	निजीक्षेत्र	महाराष्ट्र	प. क्षे.	1	60
101	गुप्ता एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जीईपीएल टीपीपी फेज-I	निजीक्षेत्र	महाराष्ट्र	प. क्षे.	2	60
	<b>कुल जोड़</b>						<b>16,789 मेगावाट</b>

## अनुबंध 5.6

वर्ष 2022-27 के दौरान बंद करने के लिए विचार की गई परियोजनाओं की सूची  
(थर्मल स्टेशन यूनिटें, जिनके पास एफजीडी की स्थापना के लिए स्थान उपलब्ध नहीं हैं और जो दिनांक  
01.01.2022 को => 25 वर्ष या उससे अधिक का कार्यकाल पूरा कर लेंगी)  
(अगस्त 2017 की स्थिति के अनुसार)

क्र. सं.	डेवलपर	परियोजना का नाम	क्षेत्र	राज्य	क्षेत्र	यूनिट सं.	कुल क्षमता
1	एनटीपीसी	कहलगांव टीपीएस	सी	बिहार	पूर्वी क्षेत्र	1	210
2	एनटीपीसी	कहलगांव टीपीएस	सी	बिहार	पूर्वी क्षेत्र	2	210
3	एनटीपीसी	कहलगांव टीपीएस	सी	बिहार	पूर्वी क्षेत्र	3	210
4	एनटीपीसी	कहलगांव टीपीएस	सी	बिहार	पूर्वी क्षेत्र	4	210
5	एनटीपीसी	तालचर एसटीपीएस	सी	ओडीशा	पूर्वी क्षेत्र	1	500
6	एनटीपीसी	तालचर एसटीपीएस	सी	ओडीशा	पूर्वी क्षेत्र	2	500
7	ओपीजीसी लिमिटेड	आई बी वैली टीपीएस	एस	ओडीशा	पूर्वी क्षेत्र	1	210
8	ओपीजीसी लिमिटेड	आई बी वैली टीपीएस	एस	ओडीशा	पूर्वी क्षेत्र	2	210
9	सीईएससी प्राइवेट	दक्षिणी आरईपीएल	पी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	1	68
10	सीईएससी प्राइवेट	दक्षिणी आरईपीएल	पी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	2	68
11	डीपीएल	डीपीएल टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	6	110
12	डी बी सी	मेजिया टीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	1	210
13	डी बी सी	मेजिया टीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	2	210
14	एनटीपीसी	फरक्का एसटीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	1	200
15	एनटीपीसी	फरक्का एसटीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	2	200
16	एनटीपीसी	फरक्का एसटीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	3	200
17	एनटीपीसी	फरक्का एसटीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	4	500
18	एनटीपीसी	फरक्का एसटीपीएस	सी	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	5	500
19	डब्ल्यूबीपीडीसी	कोलाघाट टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	1	210
20	डब्ल्यूबीपीडीसी	कोलाघाट टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	2	210
21	डब्ल्यूबीपीडीसी	कोलाघाट टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	3	210
22	डब्ल्यूबीपीडीसी	कोलाघाट टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	4	210
23	डब्ल्यूबीपीडीसी	कोलाघाट टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	5	210
24	डब्ल्यूबीपीडीसी	कोलाघाट टीपीएस	एस	प. बंगाल	पूर्वी क्षेत्र	6	210
25	एनटीपीसी	दादरी (एनसीटीपीपी)	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	1	210

26	एनटीपीसी	दादरी (एनसीटीपीपी)	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	2	210
27	एनटीपीसी	दादरी (एनसीटीपीपी)	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	3	210
28	एनटीपीसी	दादरी (एनसीटीपीपी)	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	4	210
29	एनटीपीसी	रिहंद एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	1	500
30	एनटीपीसी	रिहंद एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	2	500
31	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	1	200
32	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	2	200
33	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	3	200
34	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	4	200
35	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	5	200
36	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	6	500
37	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	7	500
38	एनटीपीसी	उंचाहार टीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	1	210
39	एनटीपीसी	उंचाहार टीपीएस	सी	उ. प्र.	उ. क्षे.	2	210
40	यूपीआरबीयूएनएल	अनपारा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	1	210
41	यूपीआरबीयूएनएल	अनपारा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	2	210
42	यूपीआरबीयूएनएल	अनपारा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	3	210
43	यूपीआरबीयूएनएल	अनपारा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	4	500
44	यूपीआरबीयूएनएल	अनपारा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	5	500
45	यूपीआरबीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	9	200
46	यूपीआरबीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	10	200
47	यूपीआरबीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	11	200
48	यूपीआरबीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	12	200
49	यूपीआरबीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	एस	उ. प्र.	उ. क्षे.	13	200
50	एपीजेनको	रायलसीमा टीपीएस	एस	आं. प्र.	द. क्षे.	1	210
51	एपीजेनको	रायलसीमा टीपीएस	एस	आं. प्र.	द. क्षे.	2	210
52	एनटीपीसी	रामागुंडम एसटीपीएस	सी	तेलंगाना	द. क्षे.	1	200
53	एनटीपीसी	रामागुंडम	सी	तेलंगाना	द. क्षे.	2	200

		एसटीपीएस					
54	एनटीपीसी	रामागुंडम एसटीपीएस	सी	तेलंगाना	द. क्षे.	3	200
55	एनटीपीसी	रामागुंडम एसटीपीएस	सी	तेलंगाना	द. क्षे.	4	500
56	एनटीपीसी	रामागुंडम एसटीपीएस	सी	तेलंगाना	द. क्षे.	5	500
57	एनटीपीसी	रामागुंडम एसटीपीएस	सी	तेलंगाना	द. क्षे.	6	500
58	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	सी	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	1	200
59	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	सी	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	2	200
60	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	सी	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	3	200
61	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	सी	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	4	500
62	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	सी	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	5	500
63	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	सी	छत्तीसगढ़	प. क्षे.	6	500
64	जीएसईसीएल	गांधीनगर टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	3	210
65	जीएसईसीएल	गांधीनगर टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	4	210
66	जीएसईसीएल	कच्छ एलआईजी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	1	70
67	जीएसईसीएल	कच्छ एलआईजी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	2	70
68	जीएसईसीएल	कच्छ एलआईजी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	3	75
69	जीएसईसीएल	उकाई टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	3	200
70	जीएसईसीएल	उकाई टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	4	200
71	जीएसईसीएल	उकाई टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	5	210
72	जीएसईसीएल	वानकबोरी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	1	210
73	जीएसईसीएल	वानकबोरी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	2	210
74	जीएसईसीएल	वानकबोरी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	3	210
75	जीएसईसीएल	वानकबोरी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	4	210
76	जीएसईसीएल	वानकबोरी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	5	210
77	जीएसईसीएल	वानकबोरी टीपीएस	एस	गुजरात	प. क्षे.	6	210
78	टोरेट	साबरमती	पी	गुजरात	प. क्षे.	1	120
79	टोरेट	साबरमती	पी	गुजरात	प. क्षे.	2	121
80	टोरेट	साबरमती	पी	गुजरात	प. क्षे.	3	121
81	एमपीपीजीसीएल	संजय गांधी टीपीएस	एस	म. प्र.	प. क्षे.	1	210

82	एमपीपीजीसीएल	संजय गांधी टीपीएस	एस	म. प्र.	प. क्षे.	2	210
83	एनटीपीसी	विध्याचल एसटीपीएस	सी	म. प्र.	प. क्षे.	1	210
84	एनटीपीसी	विध्याचल एसटीपीएस	सी	म. प्र.	प. क्षे.	2	210
85	एनटीपीसी	विध्याचल एसटीपीएस	सी	म. प्र.	प. क्षे.	3	210
86	एनटीपीसी	विध्याचल एसटीपीएस	सी	म. प्र.	प. क्षे.	4	210
87	एनटीपीसी	विध्याचल एसटीपीएस	सी	म. प्र.	प. क्षे.	5	210
88	एनटीपीसी	विध्याचल एसटीपीएस	सी	म. प्र.	प. क्षे.	6	210
89	महाजेनको	भुसावल टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	2	210
90	महाजेनको	भुसावल टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	3	210
91	महाजेनको	चंद्रपुर एसटीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	3	210
92	महाजेनको	चंद्रपुर एसटीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	4	210
93	महाजेनको	चंद्रपुर एसटीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	5	500
94	महाजेनको	चंद्रपुर एसटीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	6	500
95	महाजेनको	खापरखेडा टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	1	210
96	महाजेनको	खापरखेडा टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	2	210
97	महाजेनको	कोराडी टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	6	210
98	महाजेनको	कोराडी टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	7	210
99	महाजेनको	नासिक टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	3	210
100	महाजेनको	नासिक टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	4	210
101	महाजेनको	नासिक टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	5	210
102	महाजेनको	पारली टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	4	210
103	महाजेनको	पारली टीपीएस	एस	महाराष्ट्र	प. क्षे.	5	210
	जोड						<b>25,572</b>

## अनुबंध 5.7

वर्ष 2017-22 के दौरान पड़ोसी देशों से जलविद्युत के आयात से जुड़ी परियोजनाओं की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र. सं.	प्लांट का नाम	देश	क्षमता (मेगावाट में)
1	चुका	भूटान	336
2	ताला	भूटान	1,020
3	कुरुचु	भूटान	60
4	पुंटसागचु-I	भूटान	1,200
5	पुंटसागचु-II	भूटान	1,020
6	मांगदेचु	भूटान	720
	<b>जोड़</b>		<b>4,356</b>

## अनुबंध 5.8

ऐसी थर्मल परियोजनाओं की सूची, जिनका वर्ष 2017-22 के दौरान लाभ प्राप्त होना अनिश्चित है

क्र.सं.	परियोजना का नाम	ईंधन	राज्य	एजेंसी	यूनिट सं.	वर्ष 2017-22 के दौरान संभावित लाभ (मेगावाट में)
1	पांडुरंगा सीसीपीपी	गैस	आंध्रप्रदेश	पांडुरंग प्राइवेट लिमिटेड	मॉड्यूल 1	116
2	आरवीके गैस ईजन	गैस	आंध्रप्रदेश	राजामुंद्री प्राइवेट लिमिटेड	जीई 1-4	38
3	आरवीके गैस ईजन	गैस	आंध्रप्रदेश	राजामुंद्री प्राइवेट लिमिटेड	जीई 5-8	38
4	आरवीके सीसीपीपी	गैस	आंध्रप्रदेश	राजामुंद्री प्राइवेट लिमिटेड	मॉड्यूल 1 -3	360
5	सामलकोट सीसीपीपी-II	गैस	आंध्रप्रदेश	रिलायंस पावर	मॉड्यूल 1-6	2400
6	आस्था गैस ईजन	गैस	तेलंगाना	आस्था	4 ईजन	34.88
7	इंड बराथ गैस परियोजना	गैस	तमिलनाडु	इंड बराथ	ब्लॉक I	65
8	बेटा सीसीपीपी	गैस	उत्तराखंड	बीआईपीएल	जीटी+एसटी	225
9	काशीपुर सीसीपीपी-II	गैस	उत्तराखंड	श्रवंधी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जीटी+एसटी	225
	<b>उप-जोड़ (गैस)</b>					<b>3,501.88</b>
10	भावनापाडु टीपीपी फेज-I	कोयला	<b>आंध्रप्रदेश</b>	ईस्ट कोस्ट एनर्जी लिमिटेड	यू 1,2	1320
11	सिंधितराई टीपीपी	कोयला	छत्तीसगढ़	एथेना छत्तीसगढ़ पावर लिमिटेड	यू 1,2	1200
12	मातृश्री उषा टीपीपी फेज-I	कोयला	झारखंड	कॉर्पोरेट पावर लिमिटेड	यू 1,2	540
13	तोरी टीपीपी फेज-I	कोयला	झारखंड	एस्सार पावर लिमिटेड	यू 1,2	1200
14	लैंको बाबांध टीपीपी	कोयला	ओडीशा	एलबीपी लिमिटेड	यू 1,2	1320
15	लैंको विदर्भ टीपीपी	कोयला	महाराष्ट्र	एलबीपी प्राइवेट लिमिटेड	यू 1,2	1320
16	मलिब्रह्मणी टीपीपी	कोयला	ओडीशा	एमपीसीएल	यू 1,2	1050
17	अकलतारा टीपीपी (नैयारा)	कोयला	छत्तीसगढ़	केएसके महानदी पावर कंपनी लिमिटेड	यू 5,6	1200
	<b>उप-जोड़ (कोयला)</b>					<b>9,150</b>
	<b>कुल थर्मल</b>					<b>12,651.88</b>

## अनुबंध 5.9

## वर्ष 2021-22 के बाद आनेवाली विभिन्न चरणों वाली थर्मल परियोजना की सूची

क्र. सं.	परियोजना का नाम / कार्यान्वयन करने वाली एजेंसी	यूनिट सं.	क्षमता (मेगावाट में)	ईंधन
	<b>केंद्रीय क्षेत्र</b>			
1	पतरातू /एनटीपीसी	यू-1	800	कोयला
2	पतरातू /एनटीपीसी	यू-2	800	कोयला
3	पतरातू /एनटीपीसी	यू-3	800	कोयला
4	रघुनाथपुर एसटी-II/डीवीसी	यू-1	660	कोयला
5	रघुनाथपुर एसटी-II/डीवीसी	यू-2	660	कोयला
6	काटवा/ एनटीपीसी	यू-1	800	कोयला
7	काटवा/ एनटीपीसी	यू-2	800	कोयला
8	बरेठी/एनटीपीसी	यू-1	800	कोयला
9	बरेठी/एनटीपीसी	यू-2	800	कोयला
10	पुदिमदाका/एनटीपीसी	यू-1	1000	कोयला
11	पुदिमदाका/एनटीपीसी	यू-2	1000	कोयला
12	पुदिमदाका/एनटीपीसी	यू-3	1000	कोयला
13	पुदिमदाका/एनटीपीसी	यू-4	1000	कोयला
14	भिलूर/एनटीपीसी	यू-1	660	कोयला
15	भिलूर/एनटीपीसी	यू-2	660	कोयला
16	तेलंगाना एसटीII/ एनटीपीसी	यू-1	800	कोयला
17	तेलंगाना एसटीII/ एनटीपीसी	यू-2	800	कोयला
18	तेलंगाना एसटीII/ एनटीपीसी	यू-3	800	कोयला
19	लारा एसटीII/ एनटीपीसी	यू-1	800	कोयला
20	लारा एसटीII/ एनटीपीसी	यू-2	800	कोयला
21	लारा एसटीII/ एनटीपीसी	यू-3	800	कोयला
22	बक्सर/ एसजेवीएन	यू-1	660	कोयला
23	बक्सर/ एसजेवीएन	यू-2	660	कोयला
24	टीएचडीसी	यू-1	660	कोयला
25	टीएचडीसी	यू-2	660	कोयला
26	सिरकाली/ एनएलसी	यू-1	660	कोयला
27	सिरकाली/ एनएलसी	यू-2	660	कोयला
28	सिरकाली/ एनएलसी	यू-3	660	कोयला
29	पिरपैती/ पीबीसीपीएल	यू-1	660	कोयला
30	पिरपैती/ पीबीसीपीएल	यू-2	660	कोयला

31	लखीसराय/एलबीसीपीएल	यू-1	660	कोयला
32	लखीसराय/ एलबीसीपीएल	यू-2	660	कोयला
33	भैयाथान/ आईसीपीएल	यू-1	660	कोयला
34	भैयाथान/ आईसीपीएल	यू-2	660	कोयला
35	पेंच/एनटीपीसी	यू-1	660	कोयला
36	पेंच/एनटीपीसी	यू-2	660	कोयला
37	मार्गेरिटा /नीपको	यू-1	660	कोयला
38	एमसीएल	यू-1	660	कोयला
39	एमसीएल	यू-2	660	कोयला
	<b>उप जोड़ (केंद्रीयक्षेत्र)</b>		<b>28,920</b>	
	<b>राज्यक्षेत्र</b>			
40	ओबरा"सी/"यूपीआरवीयूएनएल	यू-1	660	कोयला
41	ओबरा" सी/"यूपीआरवीयूएनएल	यू-2	660	कोयला
42	जवाहरपुर/ यूपीआरवीयूएनएल	यू-1	660	कोयला
43	जवाहरपुर/ यूपीआरवीयूएनएल	यू-2	660	कोयला
44	पनकी ईएक्सटीआर/ यूपीआरवीयूएनएल	यू-1	660	कोयला
45	हाजीपुर/ पीएसपीसीएल	यू-1	660	कोयला
46	हाजीपुर/ पीएसपीसीएल	यू-2	660	कोयला
47	एदलापुर/ केपीसीएल	यू-1	800	कोयला
48	डीसीआरटीपीपी (यमुनानगर)/ एचपीजीसीएल	यू-1	660	कोयला
49	पानीपत / एचपीजीसीएल	यू-1	800	कोयला
50	कोरबा साउथ	यू-1	1000	कोयला
51	सतपुरा/ एमपीपीजीसीएल	यू-1	660	कोयला
52	नासिक / एमएसपीजीसीएल	यू-6	660	कोयला
53	भुसावल/ एमएसपीजीसीएल	यू-6	660	कोयला
54	दुवासन/ जीएसईसीएल	यू-1	660	कोयला
55	दुवासन/ जीएसईसीएल	यू-2	660	कोयला
56	सिनोर/ जीएसईसीएल	यू-2	660	कोयला
57	उडानगुडीएसटी-1/ टेनजेडको	यू-1	660	कोयला
58	उडानगुडीएसटी-1/ टेनजेडको	यू-2	660	कोयला
59	श्रीकाकुलम/ एपीजेनको	यू-1	800	कोयला
60	श्रीकाकुलम/ एपीजेनको	यू-2	800	कोयला
61	श्रीकाकुलम/ एपीजेनको	यू-3	800	कोयला
62	तेनुघाट/ टीवीएनएल	यू-1	660	कोयला
63	तेनुघाट/ टीवीएनएल	यू-2	660	कोयला
64	कामाख्यानगर/ओटीपीसीएल	यू-1	800	कोयला

65	कामाख्यानगर/ओटीपीसीएल	यू-2	800	कोयला
66	कामाख्यानगर/ओटीपीसीएल	यू-3	800	कोयला
67	बाकेश्वर/ डब्ल्यूबीपीडीसीएल	यू-6	660	कोयला
68	संतालडीह/ डब्ल्यूबीपीडीसीएल	यू-7	660	कोयला
	<b>उपजोड़ (राज्यक्षेत्र)</b>		<b>20,600</b>	
	<b>निजीक्षेत्र</b>			
69	ब्रिजकोट टीपीपी/एसकेएस पावर जेनरेशन (छत्तीसगढ़) लिमिटेड	यू-3	300	कोयला
70	केवीके नीलांचल टीपीपी/केवीके नीलांचल	यू-2	350	कोयला
71	केवीके नीलांचल टीपीपी/केवीके नीलांचल	यू-3	350	कोयला
72	नासिक टीपीपी फेज-II / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-1	270	कोयला
73	नासिक टीपीपी फेज-II / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-2	270	कोयला
74	नासिक टीपीपी फेज-II / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-3	270	कोयला
75	नासिक टीपीपी फेज-II / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-4	270	कोयला
76	नासिक टीपीपी फेज-II / रतन इंडिया नासिक पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-5	270	कोयला
77	अमरावती टीपीपी फेज -II / रतन इंडिया पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-1	270	कोयला
78	अमरावती टीपीपी फेज -II / रतन इंडिया पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-2	270	कोयला
79	अमरावती टीपीपी फेज-II / रतन इंडिया पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-3	270	कोयला
80	अमरावती टीपीपी फेज -II / रतन इंडिया पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-4	270	कोयला
81	अमरावती टीपीपी फेज -II / रतन इंडिया पावर प्राइवेट लिमिटेड	यू-5	270	कोयला
82	तोरी/एस्सार पावर	यू-3	600	कोयला
83	वीसा / वीसा पावर	यू-2	660	कोयला
84	धेनकनाल/सीईएससी	यू-1	660	कोयला
85	धेनकनाल/सीईएससी	यू-2	660	कोयला
86	मातृश्री उषा फेज-I / कॉर्पोरेट पावर लिमिटेड	यू-1	270	कोयला
87	मातृश्री उषा फेज-I / कॉर्पोरेट पावर लिमिटेड	यू-2	270	कोयला
88	कवई एक्सटेंशन	यू-1	800	
89	कवई एक्सटेंशन	यू-2	800	
90	यूडीआईपीआई एक्सटेंशन	यू-1	800	

91	यूडीआईपीआई एक्सटेंशन	यू-2	800	कोयला
92	झारखंड	यू-1	800	
93	झारखंड	यू-2	800	
94	पेंच	यू-1	660	
95	पेंच	यू-2	660	
96	दहेज	यू-1	660	
97	दहेज	यू-2	660	
98	दहेज	यू-3	660	
99	दहेज	यू-4	660	
100	बद्रेश्वर	यू-1	660	
101	बद्रेश्वर	यू-2	660	
102	बद्रेश्वर	यू-3	660	
103	बद्रेश्वर	यू-4	660	
104	बद्रेश्वर	यू-5	660	
	उपजोड़ (निजीक्षेत्र)		<b>18,880</b>	
	<b>5 यूएमपीपी</b>		<b>20,000</b>	
	<b>जोड़</b>		<b>88,400</b>	

## अध्याय 6

### नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत

#### 6.0 प्रस्तावना

विश्व ऊर्जा फोरम ने यह अनुमान लगाया है कि जीवाश्म आधारित ईंधन, तेल, कोयला और गैस के आरक्षित भंडार अगले 10 दशकों से भी कम अवधि में समाप्त हो जाएंगे। प्रतिकूल जलवायु परिवर्तनों से निपटने की नितांत आवश्यकता को देखते हुए योजनाकारों और नीति निर्माताओं ने वैकल्पिक स्रोतों पर ध्यान केंद्रित करना शुरू कर दिया है।

पेरिस में आयोजित किया गया वर्ष 2015 का संयुक्त राष्ट्र जलवायु परिवर्तन सम्मेलन वैश्विक स्तर पर जलवायु परिवर्तन के क्षेत्र में सहयोग बढ़ाने के लिए मील का पत्थर साबित हुआ है। इससे स्थायी विकास के लक्ष्य को हासिल करने और हानिकारक जलवायु परिवर्तनों से बचने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों को तेजी से अपनाने के लिए वैश्विक स्तर पर इस परिवर्तन की आवश्यकता की पुष्टि हुई है। 195 देशों ने अपनी तरह की पहली वैश्विक, कानूनी तौर पर बाध्यकारी वैश्विक जलवायु परिवर्तन समझौते (डील) को स्वीकार किया है।

वस्तुतः विश्व भर के कई देशों ने अपनी विद्युत मांग को पूरा करने और उत्सर्जन घटाने के प्रयोजन से पहले से ही नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों को अपनाना शुरू कर दिया है।

#### 6.1 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन का वैश्विक परिदृश्य

अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी के वैश्विक ऊर्जा आउटलुक में वैश्विक आधार पर वर्ष 2014 में 1700 गीगावाट की तुलना में वर्ष 2040 में नवीकरणीय ऊर्जा आपूर्ति में 4550 गीगावाट की वृद्धि का अनुमान लगाया है।

वर्ष 2015 के अंत में वैश्विक स्तर पर नवीकरणीय उत्पादन क्षमता 1985 गीगावाट रही। वर्ष 2015 में 152 गीगावाट नवीकरणीय उत्पादन क्षमता बढ़ाई गई। वर्ष 2015 के दौरान नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि 8.3% रही। वर्ष 2015 में नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि में एशिया का भागीदारी 58% रही। (स्रोत: आईआरईएनए)

वर्ष 2015 में **कैलिफोर्निया** ने अपनी विद्युत आपूर्ति का 20% से अधिक हिस्सा नवीकरणीय ऊर्जा (बड़ी जलविद्युत परियोजना को छोड़कर) से प्राप्त किया। वर्ष 2020 तक कैलिफोर्निया की नवीकरणीय पोर्टफोलियो मानक नीति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा की 33% हिस्सेदारी आवश्यक है।

अक्टूबर 2015 में **अर्जेंटीना** की सरकार ने वर्ष 2025 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत की हिस्सेदारी 20% तक बढ़ाने के लिए एक नया कानून पारित किया है और इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए बहुत से नए उपाय इसमें शामिल हैं।

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन के क्षेत्र में सर्वाधिक हिस्सेदारी के मामले में **जर्मनी** वैश्विक स्तर पर एक अग्रणी देश है। औसत आधार पर जर्मनी की विद्युत उत्पादन क्षमता का लगभग 30% भाग नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से प्राप्त किया जाता है। वर्ष 2014 में पीक विद्युत खपत वाले दिनों में विशिष्ट पीक मांग को पूरा करने के लिए लगभग 80% आपूर्ति सौर और पवन ऊर्जा स्रोतों से ही की गई। जर्मनी वर्ष 2030 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की 50% हिस्सेदारी और वर्ष 2050 तक 80% हिस्सेदारी सुनिश्चित करने का तथा वर्ष 2022 तक नाभिकीय ऊर्जा को फेज़ आउट करने का लक्ष्य बना रहा है।

**डेनमार्क** पवन विद्युत के मामले में विश्व का अग्रणी देश है, जहां वर्ष 2015 में देश के कुल विद्युत उत्पादन में पवन ऊर्जा की हिस्सेदारी 39% रही। डेनमार्क वर्ष 2020 तक अपनी कुल विद्युत आवश्यकता के 50% भाग को पवन विद्युत उत्पादन से और वर्ष 2035 तक 100% भाग को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से पूरा करने का लक्ष्य बना रहा है।

दिसम्बर, 2014 में **तुर्की** की सरकार ने अपनी राष्ट्रीय नवीकरणीय ऊर्जा कार्य योजना अनुमोदित की थी, जिसमें वर्ष 2023 तक विद्युत उत्पादन में 30% नवीकरणीय ऊर्जा हिस्सेदारी और परिवहन क्षेत्र में 10% हिस्सेदारी सुनिश्चित करने का लक्ष्य रखा गया है।

**यूरोपीय संघ (ईयू)** की वर्ष 2014 में समेकित रूप से नवीकरणीय ऊर्जा हिस्सेदारी 27% थी।

विकासशील देशों के बीच चीन, भारत, दक्षिण अफ्रीका और कई अन्य देशों ने नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लिए पहले से ही महत्वाकांक्षी योजना शुरू कर दी है।

**चीन** का वर्ष 2015 के लिए चीन का सोलर पीवी लक्ष्य 17.8 गीगावाट से बढ़ाकर 23.1 गीगावाट कर दिया गया है, जिसमें ऐसी परियोजनाएं शामिल हैं, जिनका निर्माण 2015 में शुरू किया गया और जून 2016 के अंत तक जो स्थापित की जाएंगी। इस प्रकार की गई यह वृद्धि इस बात का संकेत देती है कि 2020 के लक्ष्य को सोलर पीवी के लिए 100 गीगावाट से बढ़ाकर 150 गीगावाट और पवन ऊर्जा के लिए 200-250 गीगावाट तक बढ़ाया जा सकता है, जिसमें सभी राज्यों ने बेहतर रुचि और सहभागिता दर्शाई है।

अक्टूबर 2015 में **असोसिएशन ऑफ साउथ ईस्ट एसियन नेशंस (आसियान)** ने 2025 तक प्राथमिक ऊर्जा के लिए 23% का नवीकरणीय ऊर्जा लक्ष्य निर्धारित किया है।

वर्ष 2015 के आरंभ में, **इकोनॉमिक कम्युनिटी ऑफ वेस्ट अफ्रीकन स्टेट्स (ईसीओडब्ल्यूएस)** ने 75.6 टेरावाट-घंटा (टीडब्ल्यूएच) का अपना क्षेत्र विशिष्ट नवीकरणीय विद्युत लक्ष्य जारी किया है, जो वर्ष 2030 में कुल उत्पादन के लगभग 31% के बराबर होगा।

भारत में दिनांक 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार भारत में 3,26,832.6 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता में से कुल नवीकरणीय क्षमता 57,244.24 मेगावाट थी। यह कुल स्थापित क्षमता के लगभग 17.5% का प्रतिनिधित्व करता है। भारत सरकार ने मार्च 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,75,000 मेगावाट की कुल क्षमता का लक्ष्य हासिल करने के लिए एक कार्य योजना तैयार की है।

## 6.2 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत ऐसे ऊर्जा स्रोत हैं, जिनका लगातार प्रकृति द्वारा दोहन किया जाता है और सीधे सूर्य से प्राप्त होते हैं (जैसे कि थर्मल, फोटो केमिकल और फोटो इलेक्ट्रिक), जो सूर्य से अप्रत्यक्ष रूप से प्राप्त होते हैं (जैसे कि पवन, जल विद्युत और बायो मास में भंडारित फोटो सिंथेटिक ऊर्जा) अथवा वे अन्य प्राकृतिक संचलन और पर्यावरण तंत्र से प्राप्त होते हैं, (जैसे कि जियो थर्मल और टाइडल ऊर्जा)। इसमें सौर, पवन, सामुद्रिक, जल विद्युत, बायो मास, जियो थर्मल संसाधनों और जैव ईंधन से उत्पन्न विद्युत और उष्मा शामिल हैं।

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के प्रचलित रूपों का विवरण नीचे विस्तार से दिया गया है।

### 6.2.1 सौर विद्युत

सौर ऊर्जा उत्पादन में सोलर थर्मल प्रणाली के जरिए गरम जल उपलब्ध कराने अथवा सोलर फोटो वोल्टेक (पीवी) और कंसंट्रेटेड सोलर पावर (सीएसपी) प्रणालियों के जरिए विद्युत उपलब्ध कराने के लिए सूर्य की ऊर्जा का इस्तेमाल किया जाता है। ये प्रौद्योगिकियां पिछले कुछ दशकों के दौरान विश्व भर में स्थापित की गई असंख्य प्रणालियों के साथ तकनीकी रूप से बहुत सुदृढ़ हैं।

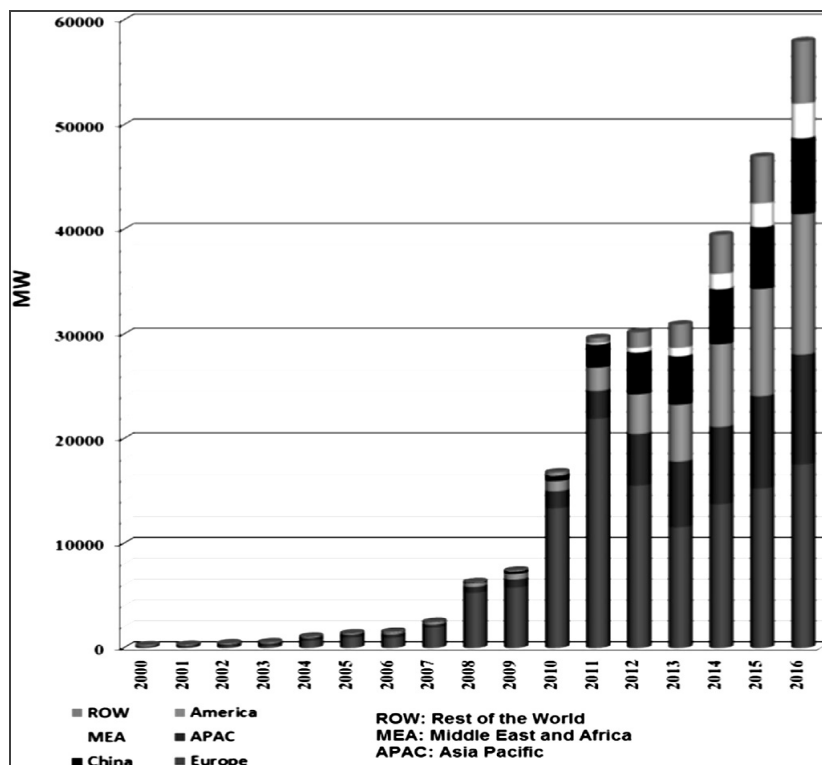
#### 6.2.1.1 सौर फोटोवोल्टेक:

सोलर फोटोवोल्टेक (पीवी) प्रणालियां सौर ऊर्जा को सीधे विद्युत के रूप में परिवर्तित करती हैं। किसी पीवी प्रणाली का आधारभूत बिल्डिंग ब्लॉक एक पीवी सेल के रूप में होता है, जो एक अर्धचालक उपकरण होता है और सौर ऊर्जा को सीधे विद्युत में परिवर्तित करता है। पीवी मॉड्यूल बड़ी संख्या में पीवी सेलों को इंटरकनेक्ट करके तैयार किया जाता है। पीवी प्रणाली तैयार करने के लिए पीवी मॉड्यूलों को अनुप्रयोग आधारित प्रणाली संघटकों के एक सेट के साथ जोड़ा जाता है। मॉड्यूलर पीवी प्रणालियां आपस में जुड़ी होती हैं, जो कुछ वाट से लेकर 10 मेगावाट तक की रेंज में विद्युत उपलब्ध कराती हैं।

सर्वाधिक स्थापित सोलर पीवी प्रौद्योगिकियां सिलिकॉन आधारित प्रणालियों के रूप में होती हैं। अभी हाल ही में गैर सिलिकॉन अर्धचालक सामग्री वाली पतली फिल्म वाले मॉड्यूल महत्वपूर्ण हो गए हैं। पतली फिल्म वाले मॉड्यूलों में सामान्यतया सिलिकॉन मॉड्यूलों की तुलना में अपेक्षाकृत कम दक्षता होती है। तथापि क्षमता का प्रति यूनिट मूल्य पतली फिल्मों की तुलना में कम है।

सोलर पीवी का एक लाभ यह है कि ये काफी किफायती होते हैं, क्योंकि मॉड्यूलों का विनिर्माण बड़े प्लांटों में किया जा सकता है। इसके अलावा सूर्य के प्रत्यक्ष प्रकाश के साथ-साथ यह तुलनात्मक रूप से विसरित प्रकाश का भी इस्तेमाल कर सकती है, जो इसे यहां तक कि उस समय भी विद्युत उत्पादन में सहायता प्रदान करता है, जब घूप बहुत तेज नहीं होती है अर्थात् बादल होने की स्थिति में भी विद्युत उत्पादन सुचारू रूप से चलता रहता है। **प्रदर्श 6.1** में वर्ष 2016 तक के वैश्विक वार्षिक पीवी बाजार को दर्शाया गया है।

प्रदर्श 6.1



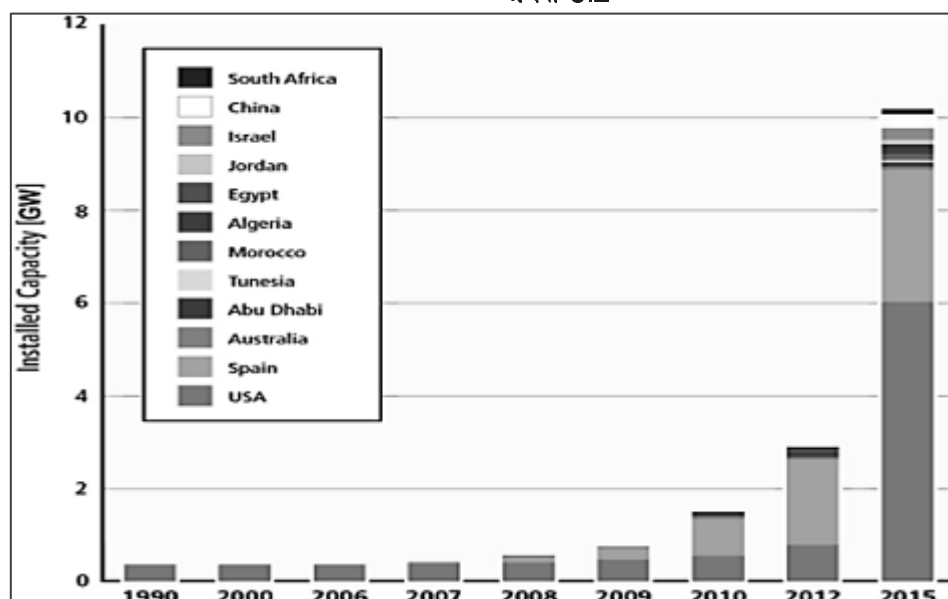
(स्रोत: यूरोपियन फोटोवोल्टेक इंडस्ट्री असोसिएशन, [www.epia.org](http://www.epia.org)).

#### 6.2.1.2 कंसंट्रेटेड सौर विद्युत

कंसंट्रेटेड सोलर पावर (सीएसपी) प्रौद्योगिकी, एक सांद्रित प्रत्यक्ष किरण सौर विकिरण का इस्तेमाल तरल पदार्थ, ठोस अथवा गैस को गरम करने के लिए किया जाता है, जो फिर विद्युत उत्पादन के लिए डाउन स्ट्रीम प्रक्रिया में इस्तेमाल होते हैं। बड़े पैमाने पर सीएसपी प्लांट लेंस के साथ रिफ्लेक्शन के विपरीत ज्यादातर रिफ्लेक्शन द्वारा सूर्य प्रकाश को सांद्रित करते हैं। यह सांद्रण केंद्रीय रिसिवर में अथवा किसी डिस प्रणाली पर एक लाइन (लीनियर फोकस) पर किया जाता है। सीएसपी प्रौद्योगिकी का इस्तेमाल 10 किलोवाट की छोटी वितरण प्रणालियों से लेकर सैंकड़ों मेगावाट क्षमता वाले बड़े केंद्रीकृत पावर स्टेशनों में किया जा सकता है।

**प्रदर्श 6.2** में देश भर में वितरित वैश्विक स्थापित और योजनाबद्ध कंसंट्रेटेड सोलर पावर (सीएसपी) क्षमता दर्शाई गई है

प्रदर्श 6.2



(स्रोत:www.cambridge.org; 2012.)

### 6.2.2 पवन विद्युत

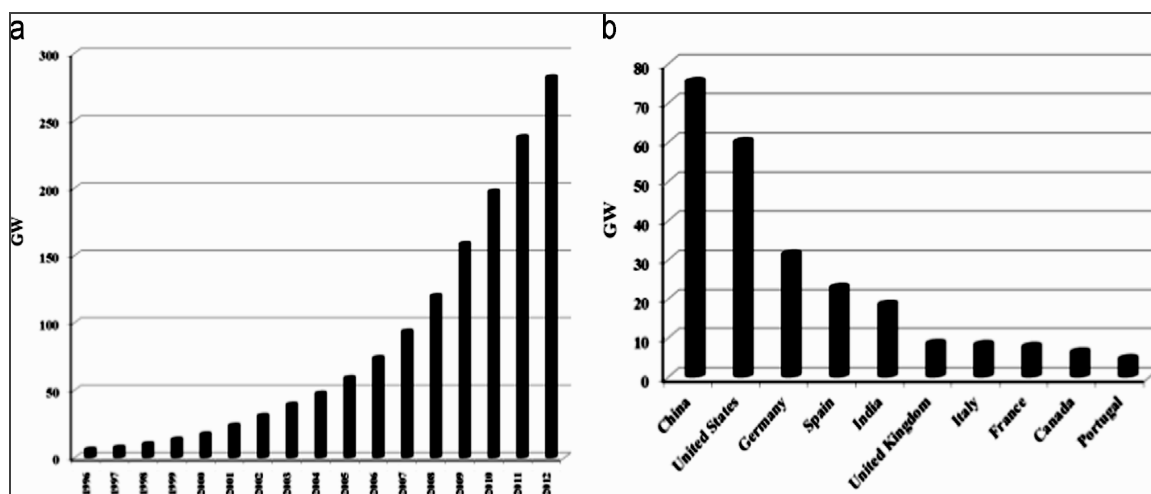
पवन विद्युत का उत्पादन हवा से संबद्ध गतिज ऊर्जा को पहले यांत्रिक ऊर्जा में परिवर्तित कर और फिर उसे विद्युत ऊर्जा में परिवर्तित कर किया जाता है। हवा में गतिज ऊर्जा की मात्रा, जो सैद्धांतिक रूप से निष्कर्षण के लिए उपलब्ध होती है, हवा की गति के वेग के साथ बढ़ जाती है। तथापि टर्बाइन उस उपलब्ध ऊर्जा का एक अंश (40 - 50 प्रतिशत) मात्र ही कैप्चर करती है। ऊर्जा के कैप्चर को अधिकतम करने के प्रयोजन से टर्बाइनों के लिए प्रयुक्त सामग्री, ब्लेड का आकार आदि सहित टर्बाइन की डिजाइनों में लगातार परिवर्तन किया जाता रहा है। इसका उद्देश्य अधिकतम पवन ऊर्जा कैप्चर कर विंड टर्बाइन से उत्पन्न विद्युत की लागत को न्यूनतम करना और उसे विश्वसनीय विद्युत ऊर्जा के रूप में दक्षता के साथ परिवर्तित करना है।

जहां तक विश्वसनीयता का संबंध है, विद्युत परिवर्तन प्रणाली बहुत महत्वपूर्ण होती है। बड़ी ग्रिड संबद्ध टर्बाइनों के लिए विद्युत परिवर्तन प्रणाली अलग-अलग रूपों में आती हैं:

- i) फिक्सड स्पीड इंडक्शन जेनरेटर
- ii) वैरिएबल स्पीड मशीन

फिक्सड स्पीड इंडक्शन जेनरेटर विंड टर्बाइन प्रतिक्रियाशील ऊर्जा की निवल रूप से खपत करती हैं, जिसकी आपूर्ति विद्युत नेटवर्क द्वारा की जाती है। ये टर्बाइन वास्तविक और प्रतिक्रियाशील ऊर्जा के साथ-साथ कुछ निर्वाध क्षमता भी प्रदान कर सकती हैं, जिनकी इलेक्ट्रिक नेटवर्क ऑपरेटरों को आवश्यकता होती है। प्रदर्श 6.3 में वैश्विक स्तर पर स्थापित पवन विद्युत क्षमता के साथ-साथ शीर्ष 10 पवन विद्युत उत्पादक देशों की स्थापित क्षमता को प्रदर्शित किया गया है।

प्रदर्श 6.3



(क) पवन विद्युत कुल वैश्विक क्षमता, 1996-2012, (ख) पवन विद्युत क्षमता, शीर्ष 10 देश, 2012

(स्रोत: आरईएन21, रिन्यूवेबल्स 2013 : वैश्विक स्थिति रिपोर्ट, (www.ren21.net),)

### 6.2.3 बायोमास विद्युत

बायोमास ऊर्जा में जीवित और हाल ही में मृत जैविक सामग्री का एक ऊर्जा स्रोत के रूप में इस्तेमाल किया जाता है। ऊर्जा के स्रोत के रूप में बायोमास का इस्तेमाल या तो सीधे दहन द्वारा उष्मा उत्पन्न करने के लिए किया जा सकता है अथवा जैव ईंधन के विभिन्न रूपों में इसे परिवर्तित करने के पश्चात अप्रत्यक्ष रूप से इसका इस्तेमाल किया जा सकता है। वर्तमान में ज्यादातर बायोमास पावर प्लांट प्रत्यक्ष रूप से फायर्ड प्रणालियों के रूप में कार्य करते हैं, जो प्रायः फोसिल फ्यूल फायर्ड पावर प्लांटों की तरह ही होते हैं। नवीकरणीय बायोमास ईंधनों को उष्मा के रूप में परिवर्तित किया जाता है और फिर उसे विद्युत के रूप में। सैद्धांतिक रूप से यह कार्बन उत्सर्जन की दृष्टि से ऊर्जा का एक तटस्थ स्रोत है।

विद्युत उत्पादन के लिए प्रयुक्त बायोमास में वन और वन के सह उत्पाद (लकड़ी के अपशिष्ट), कृषि अपशिष्ट (गन्ना अपशिष्ट और चावल की भूसी) और पशुधन अपशिष्ट (पोल्ट्री लिटर आदि) शामिल होते हैं।

### 6.2.4 लघु जल विद्युत

लघु जल विद्युत प्लांटों में टर्बाइन के ब्लेडों को घुमाने के लिए जल के प्रवाह का सदुपयोग किया जाता है, जो विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए जेनरेटर को चलाते हैं। उत्पन्न ऊर्जा की मात्रा टर्बाइन के जरिए जल के प्रवाह की मात्रा के साथ-साथ टर्बाइन के आकार पर निर्भर करती है। लघु जल विद्युत प्लांटों का सामान्यतया दूरस्थ क्षेत्रों में एकल विद्युत प्रणालियों के रूप में इस्तेमाल किया जाता है।

### 6.2.5 वेव और टाइडल पावर

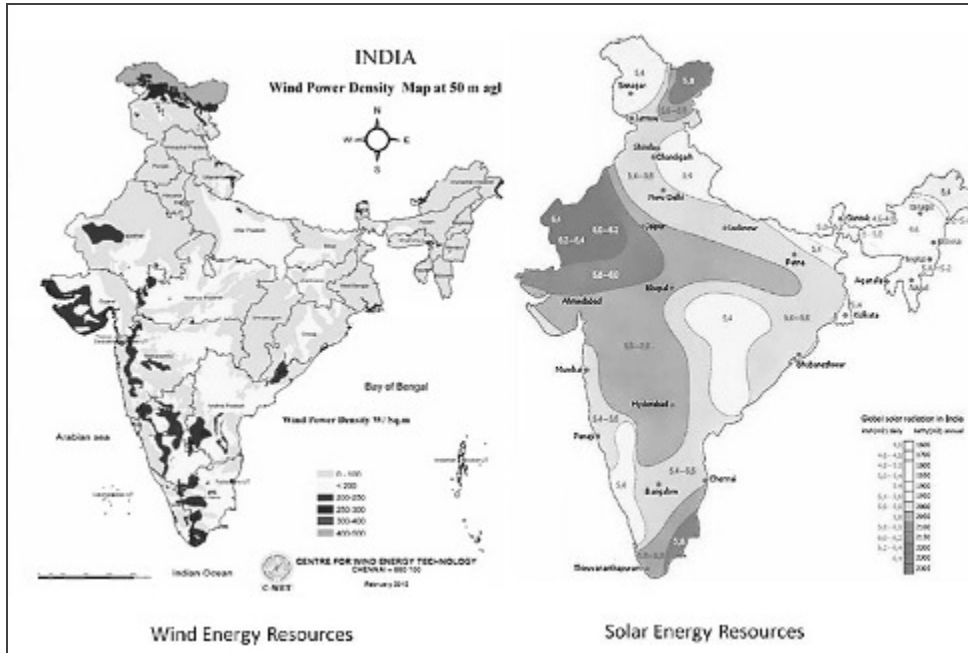
वेव पावर, जो समुद्र की सतही लहरों से ऊर्जा एकत्र करती है और टाइडल पावर, जो टाइड की ऊर्जा को विद्युत ऊर्जा के रूप में परिवर्तित करती है, जल विद्युत के ऐसे दो रूप हैं, जिनकी भविष्य में बेहतर संभावना है। तथापि ऐसे प्लांट अभी व्यापक रूप से वाणिज्यिक दृष्टि से नहीं लगाए गए हैं।

### 6.3 भारत में नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन की क्षमता / संभावनाएं

जलवायु परिवर्तन की समस्या से निपटने और पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों के धीरे-धीरे घटने की बात को ध्यान में रखते हुए भारत नवीकरणीय ऊर्जा के विकास की दिशा में तेजी से कदम बढ़ा रहा है। भारत में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) से विद्युत उत्पादन की उल्लेखनीय संभावनाएं हैं। भारत में नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) स्रोतों की अनुमानित क्षमता 8,96,602 मेगावाट है, जिसमें 7,48,991 मेगावाट सौर विद्युत, 1,02,772 मेगावाट पवन विद्युत, 19,749 मेगावाट लघु जल विद्युत और 25,090 मेगावाट जैव - ऊर्जा शामिल हैं। देश में नवीकरणीय विद्युत की राज्यवार अनुमानित क्षमता अनुबंध-6.1 में दी गई है (स्रोत: एमएनआरई)।

भारत सरकार ऊर्जा सुरक्षा के क्रम में और पर्यावरण पर इसके प्रतिकूल प्रभाव को न्यूनतम करने के प्रयोजन से अपनी नीतियों और कार्यक्रमों के जरिए नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र के विकास को प्राथमिकता देती आ रही है। पवन, सौर और लघु जल विद्युत तीन उभरते हुए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत हैं। पवन ऊर्जा और सौर ऊर्जा संसाधनों के साथ भारत का नक्शा प्रदर्श 6.4 में दर्शाया गया है।

प्रदर्श 6.4



(स्रोत सीडब्ल्यूईटी, चेन्नई)।

भारत में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की विभिन्न रूपों का विवरण नीचे दर्शाया गया है :

### 5.6.3 सौर

यह देखा गया है कि सौर ऊर्जा उपलब्ध स्वच्छ ऊर्जा स्रोतों के बीच विद्युत उत्पादन के लिए एक व्यवहार्य विकल्प है, जिसमें वैश्विक स्तर पर जलवायु परिवर्तन को रोकने की सर्वाधिक क्षमता मौजूद है। सौर बेल्ट में अपनी अनुकूल स्थिति के कारण भारत सर्वाधिक सौर ऊर्जा प्राप्त करने वाले देशों में से एक है (40° S से 40° N)। (भारत में सौर विद्युत उत्पादन की व्यापक संभावनाएं हैं क्योंकि कुल भू क्षेत्रफल के लगभग 58% (1.89 मिलियन वर्ग किलोमीटर) भाग में वार्षिक रूप से औसतन 5 किलोवाट घंटा प्रति वर्गमीटर प्रतिदिन के आसपास का वैश्विक आइसोलेसन प्राप्त होता है)। गंगा के मैदानी क्षेत्र (सीमांत, मध्य और उपरी), प्लेटू (केंद्रीय, पश्चिमी और दक्षिणी) क्षेत्र, पश्चिमी शुष्क क्षेत्र, गुजरात के मैदानी इलाकों और पहाड़ी क्षेत्र के साथ-साथ पश्चिमी तटवर्ती मैदान और घाट क्षेत्र में 5 किलोवाट घंटा प्रति वर्गमीटर प्रतिदिन के आसपास का वैश्विक आइसोलेसन प्राप्त होता है। इन जोनों में कर्नाटक, गुजरात, आंध्र प्रदेश, महाराष्ट्र, मध्य प्रदेश, राजस्थान, तमिलनाडु, हरियाणा, पंजाब, केरल, बिहार, उत्तर प्रदेश और छत्तीसगढ़ राज्य शामिल हैं। लद्दाख क्षेत्र का पूर्वी भाग (जम्मू एवं काश्मीर) और हिमाचल प्रदेश, उत्तराखंड और सिक्किम के छोटे-छोटे भाग, जो हिमालयी बेल्ट में अवस्थित हैं, को भी इसी प्रकार का औसत वैश्विक आइसोलेसन वार्षिक रूप से प्राप्त होता है। अरुणाचल प्रदेश, नागालैंड और असम के पूर्वी हिमालयी राज्यों को 4 किलोवाट घंटा प्रति वर्गमीटर प्रतिदिन के आसपास का वैश्विक आइसोलेसन प्राप्त होता है।

### 6.3.2 पवन

भारत में पवन विद्युत का विकास महाराष्ट्र (रत्नागिरी), गुजरात (ओखा) और तमिलनाडु (तुतिकोरिन) के तटवर्ती क्षेत्रों में 55 किलोवाट वेस्टस विंड टर्बाइनों की स्थापना कर पहले विंड फार्मों के साथ 1986 में शुरू किया गया। पिछले कुछ वर्षों में पवन ऊर्जा उत्पादन क्षमता में उल्लेखनीय वृद्धि हुई है। यद्यपि भारत पवन ऊर्जा उद्योग में तुलनात्मक रूप से नवागंतुक है, फिर भी भारत के पास चीन, यूएसए और जर्मनी के बाद विश्व भर में चौथी सबसे बड़ी स्थापित पवन विद्युत क्षमता उपलब्ध है। पवन टर्बाइनों की स्थापना में लगने वाला कम समय और पवन ऊर्जा मशीनों की विश्वसनीयता और निष्पादन में वृद्धि ने भारत में विद्युत उत्पादन के लिए इसे एक अनुकूल और रुचिकर विकल्प बना दिया है। भारत में पवन विद्युत परियोजनाएं दक्षिणी, पश्चिमी और उत्तरी क्षेत्रों में मुख्य रूप से फैली हुई हैं, जबकि पूर्वी और पूर्वोत्तर क्षेत्रों में ग्रिड से जुड़े कोई भी पवन विद्युत प्लांट नहीं हैं।

भारत में पवन विद्युत उत्पादन मानसून द्वारा अत्यधिक मात्रा में प्रभावित होता है। मजबूत दक्षिणी पश्चिमी मॉनसून, जो मई जून में शुरू होता है, जब शीतल, आर्द्र हवाएं भूभाग की ओर चलती हैं, और कमजोर पूर्वोत्तर मानसून, जो अक्टूबर में शुरू होता है, जब शीतल शुष्क हवाएं समुद्र की ओर चलती हैं। मार्च से अगस्त की अवधि में हवाएं एक समान होती हैं और पूर्वी पेनिंसुला के तटवर्ती इलाकों को छोड़कर पूरे भारतीय पेनिंसुला में काफी मजबूत रहती हैं। नवंबर – मार्च की अवधि में हवा की गति तुलनात्मक रूप से कमजोर होती है।

उथले समुद्री क्षेत्रों में पारंपरिक फिक्स्ड बॉटम विंड टर्बाइन प्रौद्योगिकी अथवा गहरे समुद्री क्षेत्रों में फ्लोटिंग विंड टर्बाइन प्रौद्योगिकी का इस्तेमाल करने वाले कोई ऑफशोर विंड फॉर्मों का कार्यान्वयन नहीं किया जा रहा है। वर्ष 2015 में एक ऑफशोर पवन नीति की घोषणा की गई और कुछ स्थानों में राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (एनआईडब्ल्यूई) द्वारा वर्तमान में मौसम केंद्रों और एलआईडीआरएस (लाईट डिटेक्शन एंड रेंजिंग) की स्थापना की जा रही है।

### 6.3.3 बायोमास

देश में कुल प्राथमिक ऊर्जा इस्तेमाल का लगभग 32% भाग अभी भी बायोमास से प्राप्त किया जाता है और देश की जनसंख्या के 70% से अधिक लोग अपनी ऊर्जा आवश्यकताओं के लिए उस पर निर्भर हैं। भारत में बायोमास की वर्तमान उपलब्धता अनुमानित रूप से लगभग 500 मिलियन मीट्रिक टन प्रतिवर्ष है, जिसमें लगभग 18000 मेगावाट की क्षमता के संगत कृषि और वन्य अवशिष्ट शामिल हैं। इसके अलावा देश में 7,000 मेगावाट विद्युत का उत्पादन बैगोज आधारित सह उत्पादन के जरिए किया जा सका है।

### 6.3.4 लघु जल विद्युत

25 मेगावाट तक की क्षमता वाले जल विद्युत प्लांटों को लघु जल विद्युत प्लांटों के रूप में वर्गीकृत किया जाता है। ऐसे प्लांटों से देश में विद्युत उत्पादन की अनुमानित क्षमता लगभग 20,000 मेगावाट है। ज्यादातर क्षमता हिमालयी राज्यों में स्थित हैं, क्योंकि वहां नदी आधारित परियोजनाएं चल रही हैं और अन्य राज्यों में सिंचाई नहरों पर लघु जल विद्युत प्लांट लगाए गए हैं।

### 6.4 भारत में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का विकास

पिछले दशक के दौरान देश में नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता में उल्लेखनीय वृद्धि हुई है। 10वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में (अर्थात् 31 मार्च 2007 की स्थिति के अनुसार) भारत में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता 7,761 मेगावाट थी, जो 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में (अर्थात् 31 मार्च 2012 की स्थिति के अनुसार) बढ़कर 24,504 मेगावाट हो गई थी। लगातार वृद्धि होने से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 57,244.24 मेगावाट तक पहुंच गई है। भारत में नवीकरणीय विद्युत प्लांटों का और ग्रिड से जुड़ी स्थापित क्षमता को **तालिका 6.1** में दर्शाया गया है।

**तालिका 6.1**  
**ग्रिड से जुड़े नवीकरणीय विद्युत प्लांटों की स्थापित क्षमता**  
**(31.03.2017 की स्थिति के अनुसार)**

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

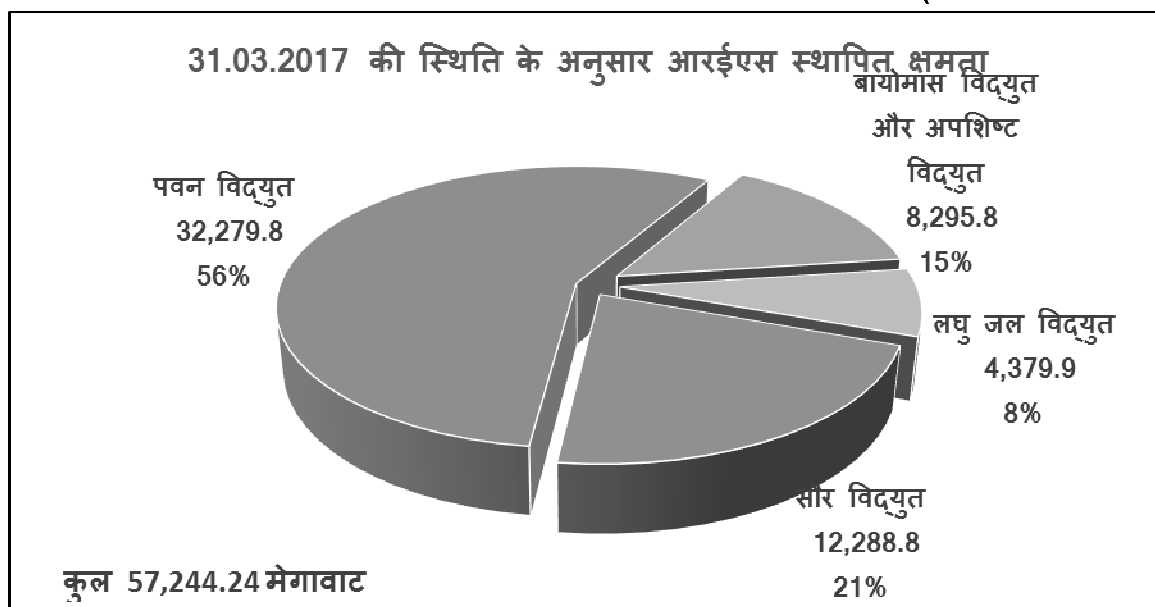
नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत	स्थापित क्षमता ( मेगावाट में )
सौर विद्युत	12,288.83
पवन विद्युत	32,279.77
बायो पावर और अपशिष्ट पावर	8,295.78
लघु जल विद्युत	4,379.86
<b>कुल</b>	<b>57,244.24</b>

31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार भारत में पवन विद्युत की स्थापित क्षमता 32,279.77 मेगावाट थी, जो भारत में कुल नवीकरणीय स्थापित क्षमता के 56.4% के बराबर है, जिसमें से अधिकांश दक्षिण, पश्चिम और उत्तरी क्षेत्रों में अवस्थित हैं। पवन विद्युत की यह क्षमता मुख्य रूप से तमिलनाडु (7861.46 मेगावाट), गुजरात (5340.62 मेगावाट), महाराष्ट्र (4771.33 मेगावाट), राजस्थान (4281.72 मेगावाट), कर्नाटक (3751.40 मेगावाट), आंध्र प्रदेश (3618.85 मेगावाट), मध्य प्रदेश (2497.79 मेगावाट), तेलंगाना (100.8 मेगावाट), केरल (51.5 मेगावाट) और अन्य राज्य (4.30

मेगावाट) के रूप में फैली हुई है। भारत में तमिलनाडु पवन विद्युत के क्षेत्र में अग्रणी राज्य बन गया है। 1500 मेगावाट की कुल क्षमता के साथ तमिलनाडु में मुपंडल विंड फार्म देश का सबसे बड़ा पवन ऊर्जा फार्म है। जनवरी 2010 में शुरू किए गए राष्ट्रीय सौर मिशन ने देश में सौर ऊर्जा परिदृश्य में आशातीत (बड़ा) परिवर्तन किया है। 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार भारत में सौर विद्युत की स्थापित क्षमता 12,288.83 मेगावाट है, जो भारत में कुल नवीकरणीय स्थापित क्षमता के 21.5% के बराबर है। यह सौर क्षमता मुख्य रूप से आंध्र प्रदेश (1867.23 मेगावाट), राजस्थान (1812.93 मेगावाट), तमिलनाडु (1691.83 मेगावाट), तेलंगाना (1286.98 मेगावाट), गुजरात (1249.37 मेगावाट), मध्य प्रदेश (857.04 मेगावाट), पंजाब (793.95 मेगावाट) आदि के रूप में फैली हुई है। भारत में बायोमास विद्युत की स्थापित क्षमता 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 8295.78 मेगावाट थी, जो भारत में नवीकरणीय स्थापित क्षमता के 14.2% है। 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार भारत में लघु जल विद्युत की स्थापित क्षमता 4379.86 मेगावाट थी, जो भारत में कुल नवीकरणीय स्थापित क्षमता के 7.17% के बराबर है। भारत में कुल नवीकरणीय स्थापित क्षमता **प्रदर्श 6.5** में दर्शाई गई है।

#### प्रदर्श 6.5

(सभी आंकड़े मेगावाट में)



31.03.2017 की स्थिति के अनुसार ग्रिड इंटरैक्टिव नवीकरणीय विद्युत की राज्यवार स्थापित क्षमता **अनुबंध 6.2** में दी गई है।

#### 6.5 वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा लक्ष्य

पिछले कुछ वर्षों में भारत में नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र ग्रिड से जुड़ी विद्युत उत्पादन क्षमता के क्षेत्र में एक उल्लेखनीय एवं महत्वपूर्ण क्षेत्र के रूप में उभरकर सामने आया है। यह भली भांति स्वीकार किया जाता है कि आगे आने वाले वर्षों में ऊर्जा सुरक्षा का लक्ष्य हासिल करने में नवीकरणीय ऊर्जा को अपेक्षाकृत अधिक महत्वपूर्ण भूमिका अदा करनी है और ऊर्जा आयोजना प्रक्रिया का एक अभिन्न अंग बनकर सामने आना है। नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र का विकास तेजी से होना है, क्योंकि भारत ने 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता अभिवृद्धि के लिए 175 गीगावाट की स्थापित क्षमता का अतिरिक्त लक्ष्य निर्धारित किया है। देश में उल्लेखनीय नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता को ध्यान में रखते हुए और निवेशकों / पणधारकों द्वारा व्यक्त की गई प्रतिबद्धता को देखते हुए ही यह महत्वाकांक्षी लक्ष्य निर्धारित किया गया है। 2022 तक 175 गीगावाट की

स्थापित क्षमता का लक्ष्य प्राप्त करने के लिए प्रमुख नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का निर्धारित योगदान **तालिका 6.2** में दर्शाया गया है।

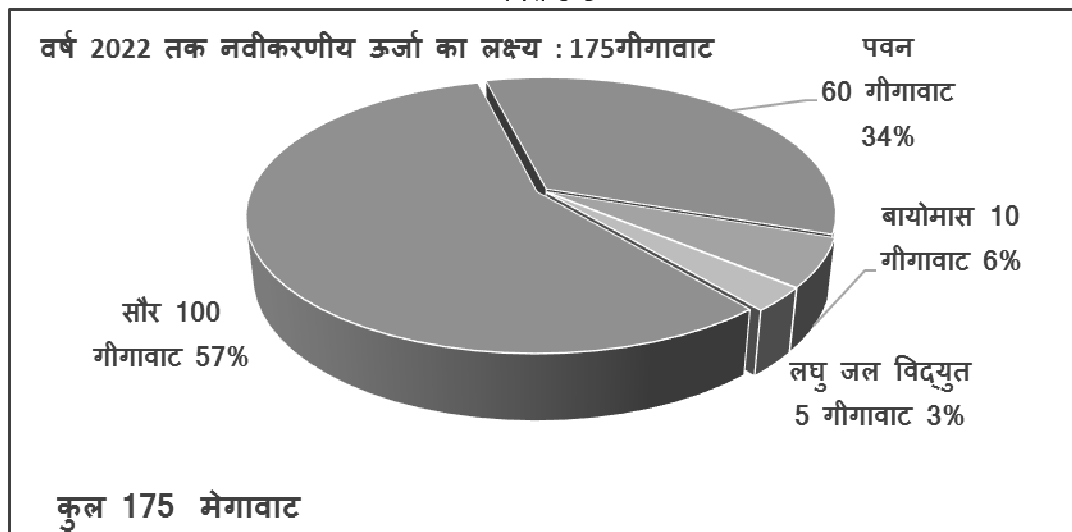
**तालिका 6.2**  
**प्रमुख नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का लक्षित योगदान**

(सभी आंकड़े गीगावाट में)

क्र. सं.	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत	वर्ष 2022 तक लक्षित स्थापित क्षमता
1.	सौर	100
2.	पवन	60
3.	बायोमास	10
4.	लघु जल विद्युत	5
	<b>कुल</b>	<b>175</b>

नवीकरणीय ऊर्जा के तुलनात्मक रूप से बड़े क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य से ऊर्जा सुरक्षा सुनिश्चित होगी, उन्नत ऊर्जा अभिगम सुनिश्चित होगा और रोजगार के अवसर बढ़ेंगे। इन महत्वाकांक्षी लक्ष्यों को पूरा करने के साथ ही भारत विश्व में सबसे बड़े हरित ऊर्जा उत्पादकों में से एक देश बन जाएगा और कई विकसित देशों को पीछे छोड़ देगा। वर्ष 2022 तक भारत का नवीकरणीय ऊर्जा लक्ष्य प्रकारवार और क्षेत्रवार क्रमशः **प्रदर्श 6.6** और **प्रदर्श 6.7** में दर्शाया गया है।

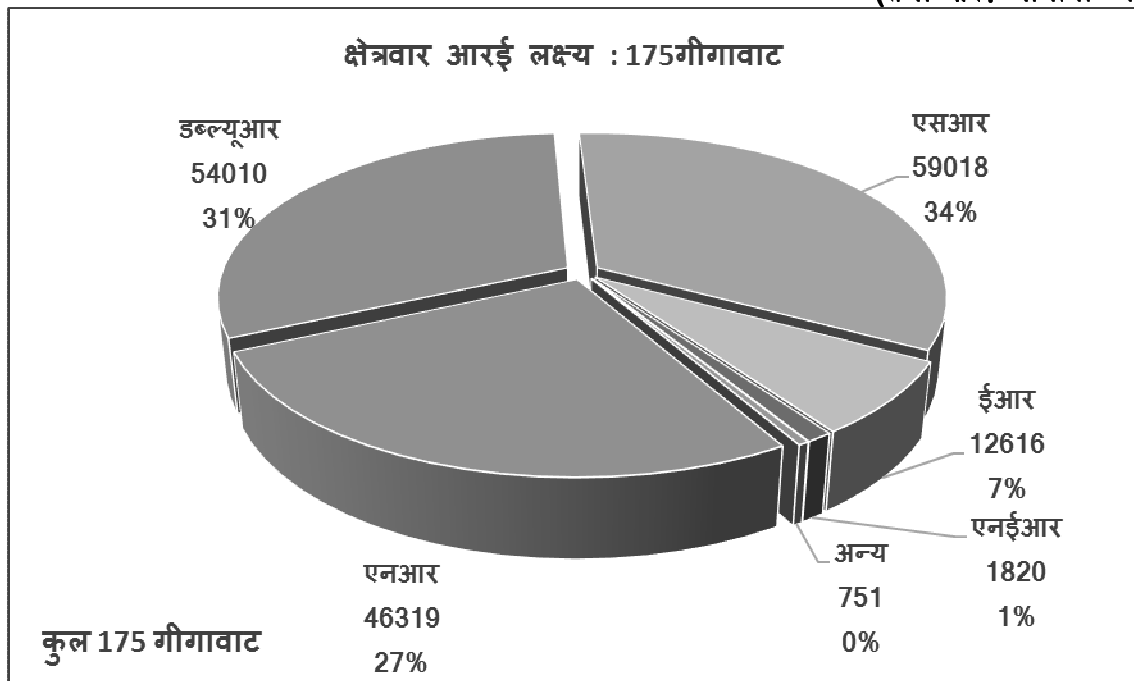
प्रदर्श 6.6



प्रदर्श 6.5 और प्रदर्श 6.6 के बीच तुलना से यह पता चलता है कि यद्यपि पवन ऊर्जा प्लांट आज बहुतायत में हैं, परंतु भविष्य में सौर ऊर्जा प्लांटों की स्थापित क्षमता पवन ऊर्जा प्लांटों की तुलना में अधिक हो जाएगी।

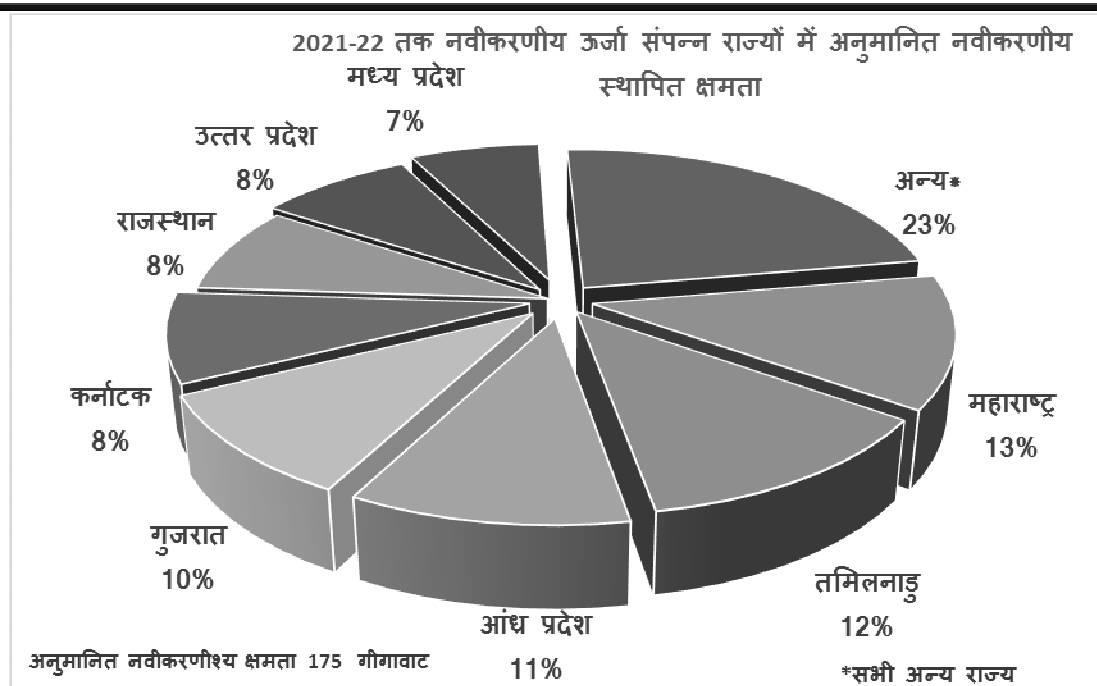
प्रदर्श 6.7

(सभी आंकड़े गीगावाट में)



वर्ष 2022 तक हासिल किए जाने वाले 175 गीगावाट की स्थापित क्षमता के अनुरूप नवीकरणीय ऊर्जा लक्ष्यों के संभावित राज्यवार ब्यौरे प्रदर्श 6.8 में दर्शाए गए हैं। इनके विवरण अनुबंध-6.3 में दिए गए हैं।

प्रदर्श 6.8



उपर्युक्त से यह देखा जा सकता है कि भारत में 8 राज्य वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा की स्थापित क्षमता में लगभग 77% का योगदान करेंगे।

वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की 1,75,000 मेगावाट की स्थापित क्षमता के बड़े लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) द्वारा निर्धारित किए गए वर्षवार लक्ष्य **तालिका 6.3** में दिए गए हैं।

**तालिका 6.3**

**नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के वर्षवार लक्ष्य**

**(सभी**

**आंकड़े मेगावाट में)**

श्रेणी	क्षमता अभिवृद्धि				
	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22*
रूफटॉप सौर	5,000	6,000	9,000	9,000	10,311
ग्राउंड माउंटेड सौर	10,000	10,000	10,000	10,000	8,400
कुल सौर	15,000	16,000	19,000	19,000	18,711
पवन	4,700	5,300	6,000	6,000	5,720
बायोमास	350	350	350	350	304
लघु जल विद्युत	100	100	100	100	220
<b>कुल</b>	<b>20,150</b>	<b>21,750</b>	<b>25,450</b>	<b>25,450</b>	<b>24,955</b>

\* वर्ष 2021-22 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट की कुल क्षमता की गणना के लिए क्षमता को समायोजित किया गया है।

## 6.6 नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन का पूर्वानुमान

नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा प्रस्तुत किए गए वर्ष 2021-22 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्यों के पूर्वानुमानों के आधार पर और वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान 100,000 मेगावाट की नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से संभावित विद्युत उत्पादन का

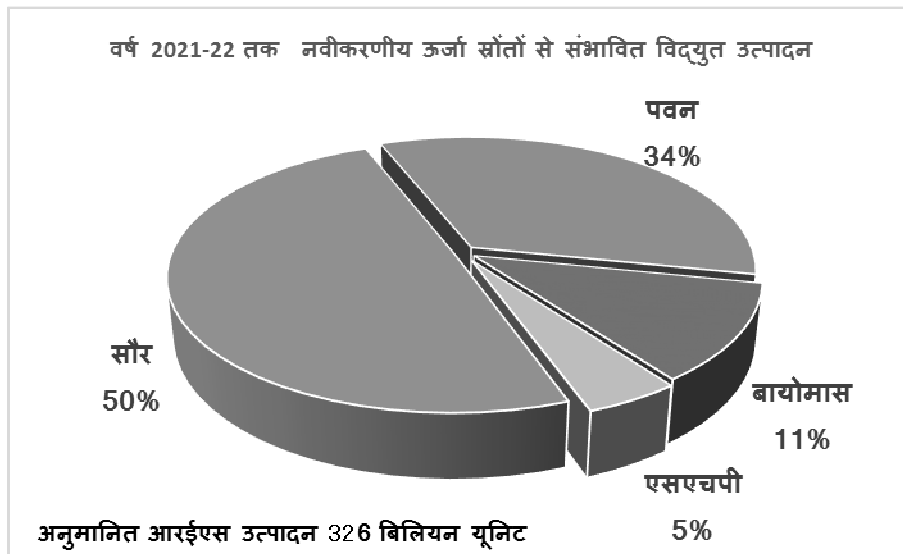
अनुमान लगाया गया है और ये अनुमान तालिका 6.4 और प्रदर्श 6.9 में दिए गए हैं। यह देखा जाता है कि वर्ष 2021-22 में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का योगदान देश की कुल ऊर्जा आवश्यकता के लगभग 21% और वर्ष 2026-27 तक 24% तक हो जाएगा।

**तालिका 6.4**

**वर्ष 2021-22 और 2026-27 में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से अनुमानित विद्युत उत्पादन**

वर्ष	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता (गीगावाट)	संभावित उत्पादन (बिलियन यूनिट में)					कुल ऊर्जा मांग में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के योगदान का (%)
		सौर	पवन	बायोमास	एसएचपी	कुल	
2021-22	175	162	112	37	15	326	20.1%
2026-27	275	243	188	64	24	518	24.4%

**प्रदर्श 6.9**



## 6.7 नवीकरणीय ऊर्जा के विकास में अभी हाल में प्राप्त की गई उपलब्धियां

1. वर्ष 2015-16 में 20,904 मेगावाट क्षमता वाली सौर परियोजना के लिए निविदा दी गई। इसमें से 11,209 मेगावाट का अधिनिर्णय पहले ही किया जा चुका है और 9,695 मेगावाट के लिए अधिनिर्णय की प्रक्रिया चल रही है।
2. सौर ऊर्जा के विकास और उसे बढ़ावा देने के लिए 121 उष्ण कटिबंधीय देशों के अंतर्राष्ट्रीय सौर गठबंधन का मुख्यालय भारत में बनाया जाना है।
3. 21 राज्यों में 20,000 मेगावाट क्षमता वाले 34 सौर पार्क स्वीकृत किए गए हैं।
4. नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पन्न विद्युत के इवैक्युएशन के लिए व्यवस्था सुनिश्चित करने हेतु 38,000 करोड़ रूपए की लागत से हरित ऊर्जा कोरिडोर की स्थापना की जा रही है।
5. स्वच्छ ऊर्जा परियोजनाओं और गंगा निर्मलीकरण के लिए वित्तीय सहायता प्रदान करने हेतु स्वच्छ पर्यावरण उपकर की दरें 50 रुपया प्रति टन से 8 गुना बढ़ाकर 400 रुपय प्रति टन की गईं।

## 6.8 अभी हाल ही में शुरू की गई नवीकरणीय ऊर्जा संबंधी पहलें

### 6.8.1 सौर पार्क

भारत सरकार ने वर्ष 2022 तक 100 गीगावाट क्षमता वाले सौर पावर प्लांटों के विकास का लक्ष्य निर्धारित किया है। सौर पार्क आधारभूत रूप से स्पष्ट सीमांकित विकास जोन होते हैं, जिनमें सड़कों और अन्य सुविधाओं जैसी उचित अवसंरचना उपलब्ध होती है। राज्य सरकारें अथवा ईपीसी विकासकर्ता भूमि का अधिग्रहण करते हैं, पारेषण लाइनें बिछाते हैं, आवश्यक सरकारी स्वीकृतियां और अनुमोदन प्राप्त करते हैं और ऐसी कंपनियों को इन सुविधाओं का प्रस्ताव देते हैं जो इस भूमि पर अपनी सौर परियोजनाएं लगा सकती हैं और प्रचालकों को एक शुल्क का प्रस्ताव दे सकती हैं। इस प्रकार ऐसी परियोजनाओं से संबद्ध जोखिम काफी हद तक कम हो जाता है।

देश का पहला सौर पार्क गुजरात में चरंका सौर पार्क के रूप में स्थापित किया गया। इसके कुछ दिन बाद ही राजस्थान में भाडला सौर पार्क की स्थापना की गई। सौर पार्कों की संकल्पना ने देश में सौर विद्युत परियोजनाओं के त्वरित विकास को बल दिया है। 20,000 मेगावाट की एकीकृत क्षमता के साथ 21 राज्यों में 34 सौर पार्कों के लिए अनुमोदन दिया जा चुका है। बड़े आकार वाली परियोजनाओं में सौर विद्युत की लागत को कम करने की क्षमता मौजूद है। इसलिए 500 मेगावाट या उससे अधिक की क्षमता वाली अल्ट्रा मेगा सौर पावर परियोजनाओं की भारत में योजना बनाई गई है। सौर पार्कों के विकास के लिए कुछ राज्यों में बड़े भूभाग उपलब्ध हैं।

### 6.8.2 राष्ट्रीय ऑफशोर पवन ऊर्जा नीति, 2015

इस नीति के अंतर्गत देश के विशिष्ट आर्थिक जोन (ईईजेड) में ऑफशोर क्षेत्र के इस्तेमाल के लिए नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) को नोडल मंत्रालय के रूप में प्राधिकृत किया गया है और देश में ऑफशोर पवन ऊर्जा के विकास तथा ऑफशोर विंड ऊर्जा ब्लॉकों का आवंटन करने, संबंधित मंत्रालयों और एजेंसियों के साथ समन्वय और इससे जुड़े अन्य कार्यकलाप करने के लिए राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (एनआईडब्ल्यूई) को प्राधिकृत किया गया है। इससे ऑफशोर पवन ऊर्जा परियोजनाओं की स्थापना करने और समुद्र में अथवा देश में या आसपास के इलाकों से लेकर समुद्र की ओर आधार लाइन से 200 नॉटिकल माइल (देश के ईईजेड) में अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों का संचालन करने सहित ऑफशोर पवन ऊर्जा विकास का मार्ग प्रशस्त होगा। 7600 किलोमीटर की दूरी तक भारतीय तटवर्ती क्षेत्र के साथ आरंभिक मूल्यांकन से यह पता चला है कि यहां ऑफशोर पवन ऊर्जा के विकास की अपार संभावनाएं हैं। राष्ट्रीय ऑफशोर पवन ऊर्जा नीति को लागू करने के साथ ही सरकार ऑनशोर पवन ऊर्जा विकास की सफलता को ऑफशोर पवन ऊर्जा विकास क्षेत्र के लिए दोहराने का प्रयास कर रही है।

यह योजना ऑफशोर पवन ऊर्जा क्षमता की उपलब्धता के आधार पर देश भर में लागू होगी।

### 6.8.3 भारतीय पवन और सौर संसाधन एटलस 2015

भू स्तर से 100 मीटर उपर भारत का पवन ऊर्जा संसाधन नक्शा और ऑनलाइन भूगर्भीय सूचना प्रणाली (जीआईएस) प्लेटफॉर्म पर भू स्तर पर सौर विकिरण नक्शा जारी किया गया है। यह ऑनलाइन पवन एटलस ऑनलाइन उपलब्ध है। इसे एनआईडब्ल्यूई की वेबसाइट [www.niwe.res.in](http://www.niwe.res.in) पर देखा जा सकता है। पवन और सौर संसाधन नक्शा देश में पवन और सौर विद्युत परियोजनाओं के विकास के लिए संभावित क्षेत्रों की पहचान करने में पवन और सौर विद्युत विकासकर्ताओं एवं अन्य पणधारकों की न केवल सहायता और मार्गदर्शन करेंगे, बल्कि इन संभावित क्षेत्रों में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं की स्थापना के लिए आवश्यक पारेषण प्रणाली सहित अवसंरचना की आयोजना और विकास में केंद्रीय और राज्य क्षेत्र की एजेंसियों के लिए भी सहायक होंगे।

### 6.8.4 सौर शहर

सौर शहरों के विकास के लिए कार्यक्रम के अंतर्गत नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) ने 60 सौर शहरों के विकास के लक्ष्य की तुलना में 56 सौर शहर परियोजनाओं के लिए अनुमोदन प्रदान किया है। सौर शहरों का विकास कार्यक्रम का डिजाइन स्थानीय शहरी निकायों को नवीकरणीय ऊर्जा शहरों अथवा सौर शहरों के रूप में अपने शहरों को परिवर्तित करने के लिए उनके मार्गदर्शन हेतु एक रोडमैप तैयार करने में सहायता / प्रोत्साहन देने की दृष्टि से तैयार किया गया है।

मंत्रालय ने घरों, होटलों और छात्रावासों, अस्पतालों और उद्योगों में सौर जल उष्मन प्रणाली को बढ़ावा देने; प्रदर्शन और जागरूकता सृजन के लिए शहरी क्षेत्रों में एसपीवी प्रणालियों/ उपकरणों के विकास; 'अक्षय ऊर्जा दुकानों' की स्थापना; सौर भवनों के डिजाइन और ऊर्जा परियोजनाओं के लिए शहरी और औद्योगिक अपशिष्ट / बायोमास को बढ़ावा देने के लिए शहरी क्षेत्रों में बहुत से कार्यक्रम पहले ही शुरू कर दिए हैं। सौर शहर कार्यक्रम का उद्देश्य शहरी क्षेत्रों में मंत्रालय के सभी प्रयासों का सुदृढीकरण करना और समेकित ढंग से शहरी क्षेत्रों की ऊर्जा समस्या का समाधान करना है।

सौर शहर कार्यक्रम के उद्देश्य निम्नानुसार हैं:

- शहर स्तर पर ऊर्जा चुनौतियों का समाधान करने के लिए शहरी स्थानीय सरकारों को सक्षम और समर्थ बनाना।
- वर्तमान ऊर्जा स्थिति, भावी मांग और कार्य योजनाओं का मूल्यांकन सहित एक मास्टर योजना तैयार करने के लिए एक ढांचा और सहायता प्रदान करना।
- स्थानीय शहरी निकायों का क्षमता निर्माण करना और सिविल समाज के सभी वर्गों के बीच जागरूकता पैदा करना।
- आयोजना प्रक्रिया में विभिन्न पणधारकों को शामिल करना।
- सार्वजनिक निजी भागीदारी के माध्यम से स्थायी ऊर्जा विकल्पों के कार्यान्वयन का पर्यवेक्षण करना।

### 6.8.5 सौर पंप

सरकार ने राजकीय नोडल एजेंसियों और नाबार्ड के जरिए सिंचाई तथा पेयजल के लिए एक लाख सौर पंपों की स्थापना हेतु एक योजना कार्यान्वित की है। ये पंप किसानों को अपनी उपज (आउटपुट), आय बढ़ाने के साथ ही पेयजल उपलब्ध कराने में भी सहायक होंगे। अनुमान के अनुसार पेयजल के लिए सौर पंपों के माध्यम से 7.6 लाख से अधिक परिवारों की पेयजल समस्या हल हो जाएगी। नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) राजकीय नोडल एजेंसियों के माध्यम से सिंचाई के प्रयोजन हेतु सौर पंपों की स्थापना के लिए किसानों को 30% की पूंजीगत सब्सिडी प्रदान करता है। राज्य सरकारें इसके अलावा भी अतिरिक्त सब्सिडी दे सकती हैं। सरकार ने नाबार्ड के माध्यम से सिंचाई के प्रयोजन के लिए

किसानों को अनिवार्य ऋण के साथ 40% सब्सिडी दी है। मंत्रालय ने वर्ष 2014-15 के दौरान 1,00,000 सौर पंपों के लिए पूरक दिशानिर्देश जारी किए हैं और इस प्रयोजन के लिए विभिन्न एजेंसियों को 353.50 करोड़ रुपए की धनराशि जारी की गई।

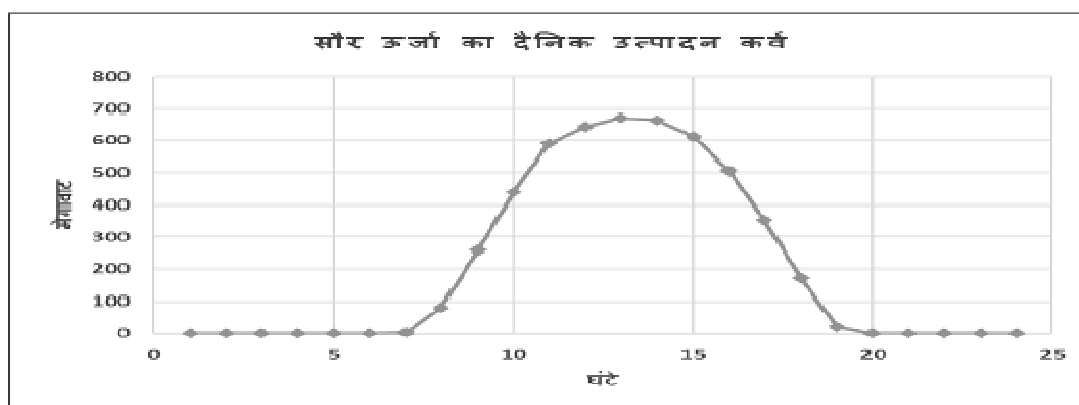
### 6.8.6 राष्ट्रीय सौर मिशन के अंतर्गत सौर परियोजनाएं

केंद्रीय मंत्रिमंडल ने 3 चरणों (ट्रेंचों) में एनटीपीसी/ एनटीपीसी विद्युत व्यापार निगम लिमिटेड (एनवीवीएनएल) के जरिए राष्ट्रीय सौर मिशन के अंतर्गत 15,000 मेगावाट क्षमता वाले ग्रिड संबद्ध सौर पीवी विद्युत परियोजनाओं की स्थापना के लिए योजना के कार्यान्वयन हेतु अनुमोदन प्रदान किया अर्थात् पहले चरण (ट्रेंच-I) में अनावंटित कोयला आधारित थर्मल पावर और निर्धारित समस्तरीय टैरिफ के साथ बंडलिंग तंत्र के अंतर्गत 3000 मेगावाट, द्वितीय चरण (ट्रेंच-II) के अंतर्गत 5000 मेगावाट, जिसके लिए पहले चरण के कार्यान्वयन से कुछ अनुभव प्राप्त करने के बाद सरकार द्वारा की जाने वाली कुछ सहायता का निर्धारण किया जाएगा और तीसरे चरण (ट्रेंच-III) के दौरान बकाया 7,000 मेगावाट, जिसके लिए सरकार द्वारा कोई वित्तीय सहायता प्रदान नहीं की जाएगी। राष्ट्रीय सौर मिशन के अंतर्गत ज्यादातर निजी क्षेत्र के निवेश के साथ अतिरिक्त 15,000 मेगावाट क्षमता वाली ग्रिड से जुड़ी सौर पीवी विद्युत उत्पादन परियोजनाओं के सफलतापूर्वक पूरा होने से सौर पावर के लिए समान ग्रिड टैरिफ का लक्ष्य प्राप्त करने की प्रक्रिया में तेजी आएगी और साथ ही केरोसिन और डीजल की खपत भी घटेगी, जिनका इस्तेमाल वर्तमान में अतिरिक्त मांग पूरा करने के लिए किया जा रहा है।

### 6.9 सौर और पवन विद्युत उत्पादन प्रोफाइल

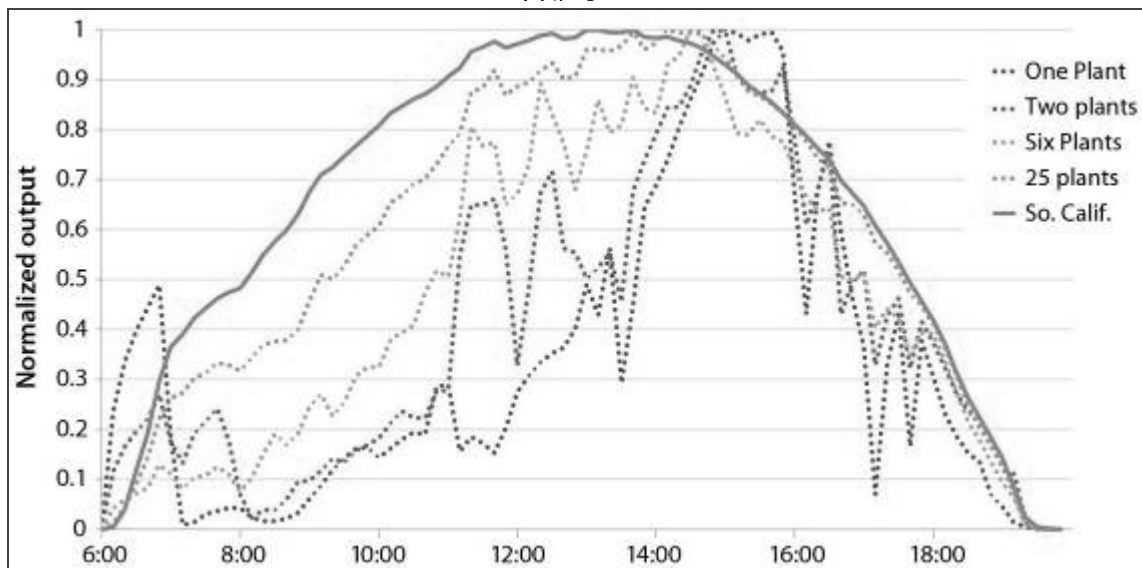
सामान्यतया किसी सौर पावर प्लांट का उत्पादन भोर से धीरे-धीरे बढ़ना शुरू होता है और दोपहर में अधिकतम हो जाता है और फिर धीरे-धीरे घटने लगता है और शाम होते ही "शून्य" हो जाता है। किसी सौर प्लांट का एक आदर्श उत्पादन प्रोफाइल प्रदर्श 6.10 में दर्शाया गया है।

प्रदर्श 6.10



तथापि, किसी पृथक पीवी प्रणाली से उत्पादन बहुत सहज नहीं हो सकता। बादलों के आवागमन के कारण उत्पादन प्रभावित होगा। बादलों के आवागमन के बारे में पूर्वानुमान नहीं लगाया जा सकता है। इसलिए किसी सौर पावर प्लांट से उत्पादन आउटपुट निश्चित नहीं होता है। पृथक पीवी प्रणालियों के आउटपुट में बादलों के आच्छादन के फलस्वरूप बहुत तेजी से परिवर्तन हो सकता है। किसी एकल पीवी प्रणाली के आउटपुट से जुड़ी अनिश्चितता को निम्नलिखित दो तरीकों से सहज बनाया जा सकता है : i) बड़ी संख्या में पीवी प्रणालियों को एकीकृत करके और ii) अलग-अलग भूगर्भीय स्थितियों में फैली हुई विभिन्न पीवी प्रणालियों के आउटपुट का एकीकरण कर। जैसे-जैसे पीवी प्लांटों की संख्या बढ़ रही है, उनका सामान्यीकृत, एकीकृत आउटपुट सहज हो जाता है, जो प्रदर्श 6.11 में दर्शाया गया है।

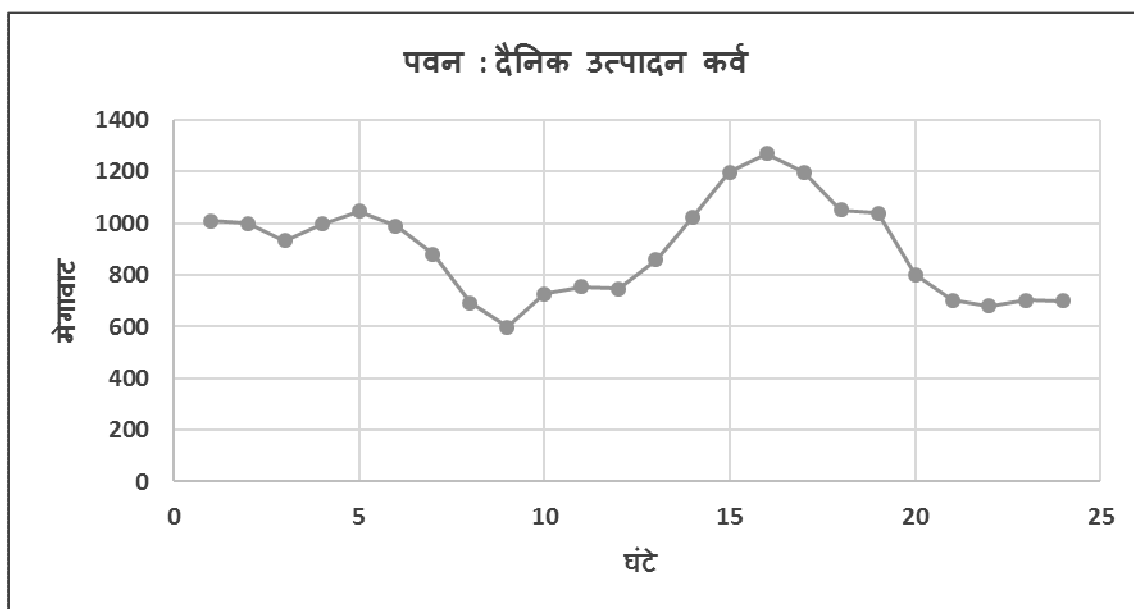
प्रदर्श 6.11



(स्रोत: एनआरईएल)

पवन ऊर्जा दैनिक और मौसम संबंधी परिवर्तनों पर आधारित होती है। हवा का उत्पादन और परिवर्तन धीरे-धीरे होता है और तूफान के समय हवाएं तेज चलने लगती हैं। यह सौर उत्पादन की तुलना में अलग होता है, जहां परिवर्तन बहुत तेजी से होते हैं और बादलों के आच्छादन के कारण विचलन हर सेकेंड में अलग हो सकता है। एक विशिष्ट दैनिक पवन ऊर्जा उत्पादन वक्र प्रदर्श 6.12 में दर्शाया गया है।

प्रदर्श 6.12

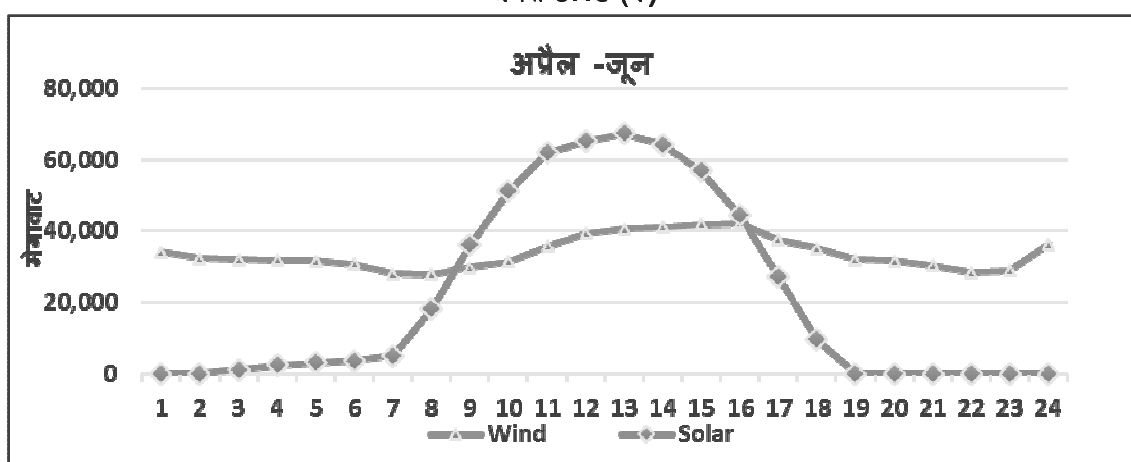


### 6.9.1 सौर और पवन उत्पादन का संयुक्त कर्व

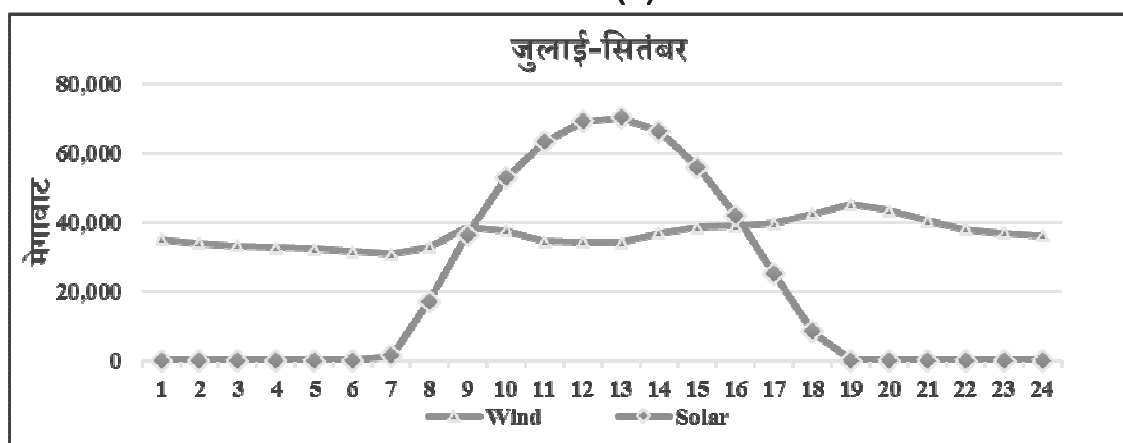
भारत सरकार द्वारा निर्धारित कार्यक्रम के अनुसार मार्च 2022 तक कुल नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) की कुल क्षमता 175 गीगावाट होगी, जिसमें 100 गीगावाट सौर, 60 गीगावाट पवन, 10 गीगावाट बायोमास और 5 गीगावाट लघु जल विद्युत शामिल हैं। सौर प्लांट और पवन प्लांट देश भर में फैले होंगे। किसी समय विशेष में वर्ष 2021-22 के दौरान वीआरई (अर्थात् सौर और पवन) के मद में कुल उत्पादन सभी सौर प्लांटों और पवन विद्युत प्लांटों से उत्पादन के एकीकृत योग के रूप में होगा। विभिन्न मौसमों के लिए सौर और पवन प्लांटों का संभावित उत्पादन पैटर्न प्रदर्श 6.13 (क) से (ड.) में दर्शाया गया है।

#### नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के उत्पादन में मौसमी परिवर्तन

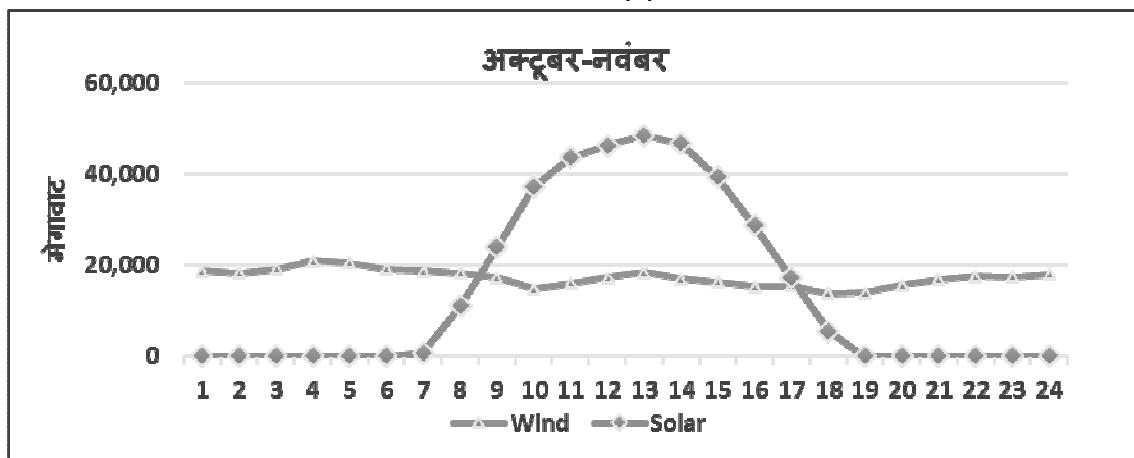
प्रदर्श 6.13 (क)



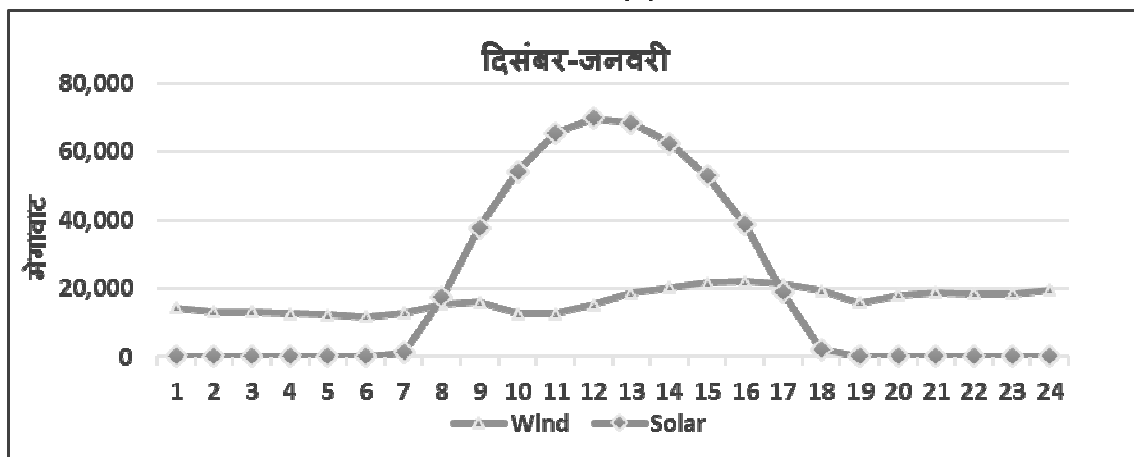
प्रदर्श 6.13 (ख)



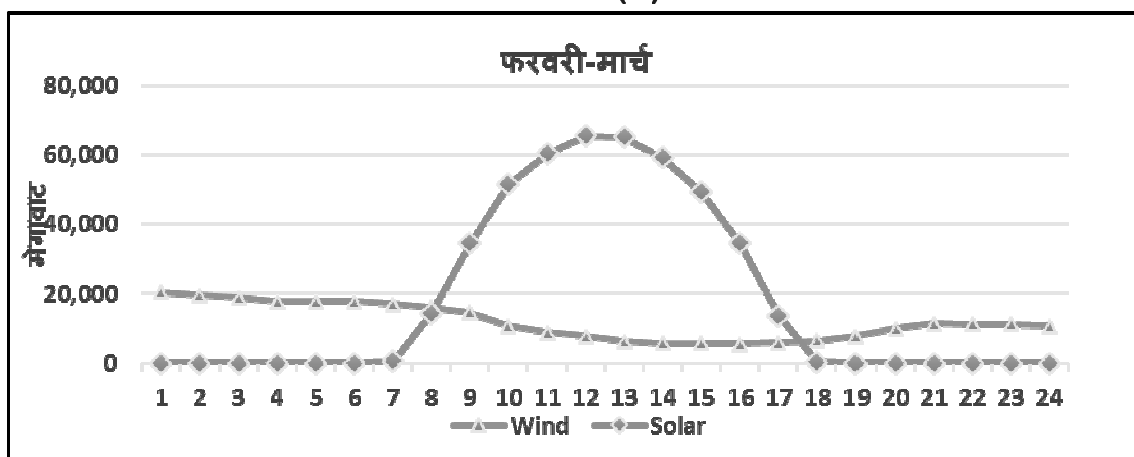
प्रदर्श 6.13 (ग)



प्रदर्श 6.13 (घ)

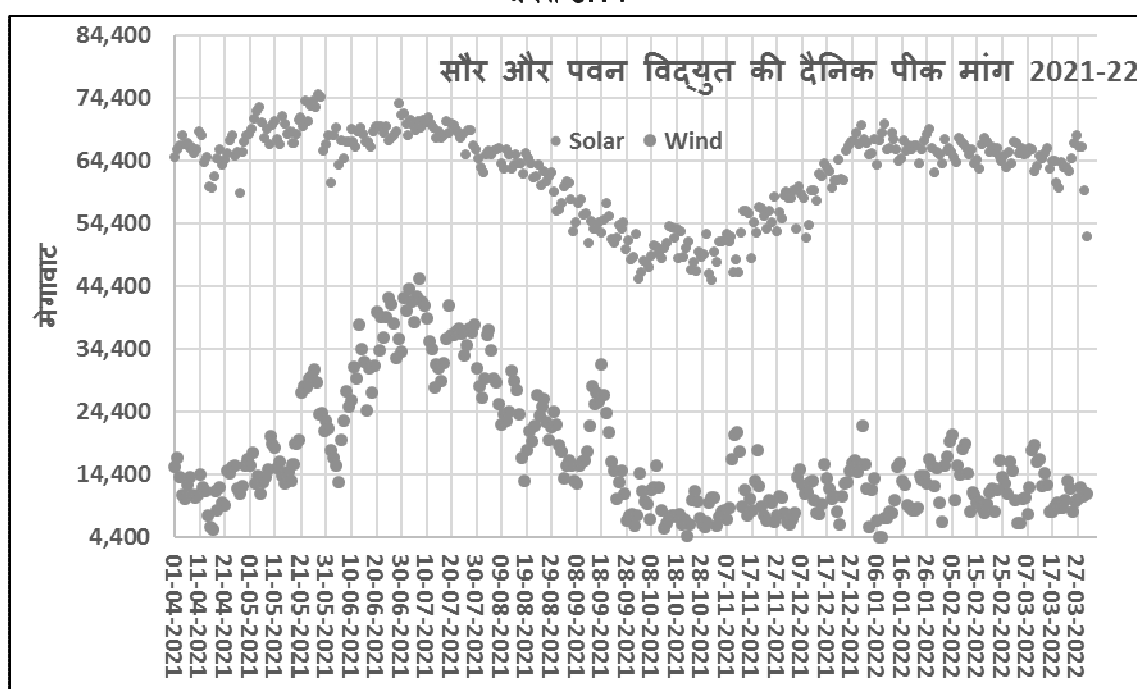


प्रदर्श 6.13 (ङ.)



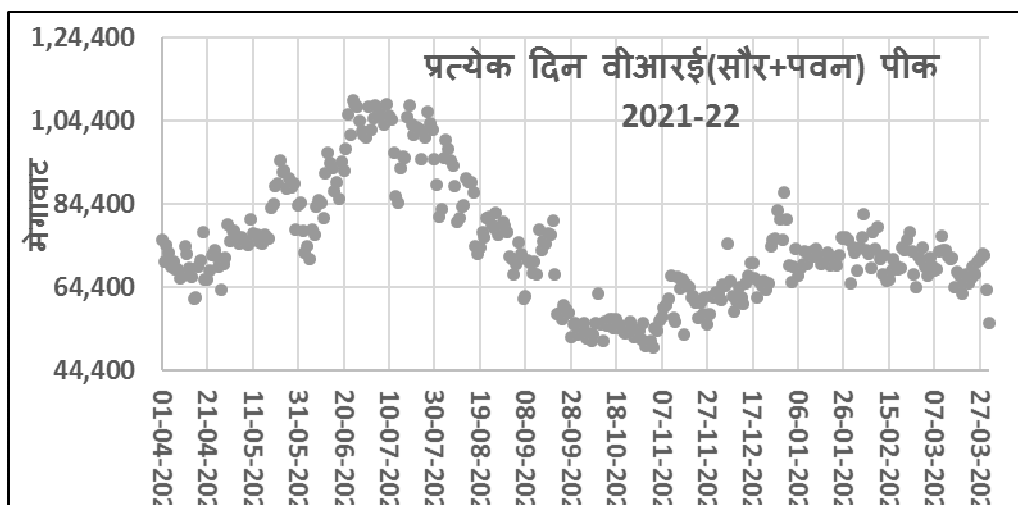
सौर और पवन ऊर्जा उत्पादन न केवल एक दिन की तुलना में दूसरे दिन बदल जाता है, बल्कि वर्ष के दौरान एक मौसम की तुलना में दूसरे मौसम में भी बदलता है। वर्ष 2021-22 के दौरान प्रतिदिन के लिए अनुमानित अधिकतम सौर और पवन

उत्पादन में होने वाले परिवर्तन **प्रदर्श 6.14** में दर्शाए गए हैं। जैसा कि ग्राफ से देखा जा सकता है कि जून-सितंबर माह के दौरान सौर और पवन दोनों स्रोतों से उत्पादन अधिक होता है। तथापि यह नोट किया जाए कि सौर और पवन ऊर्जा की पीक मांग साथ-साथ उत्पन्न नहीं होती है। अतः दिन के किसी भी घंटे के दौरान कुल अनुमानित वीआरई उत्पादन अलग-अलग अनुमानित सौर और पवन उत्पादन की पीक मांग के बीजगणितीय योग की तुलना में हमेशा कम होगा।

**प्रदर्श 6.14**

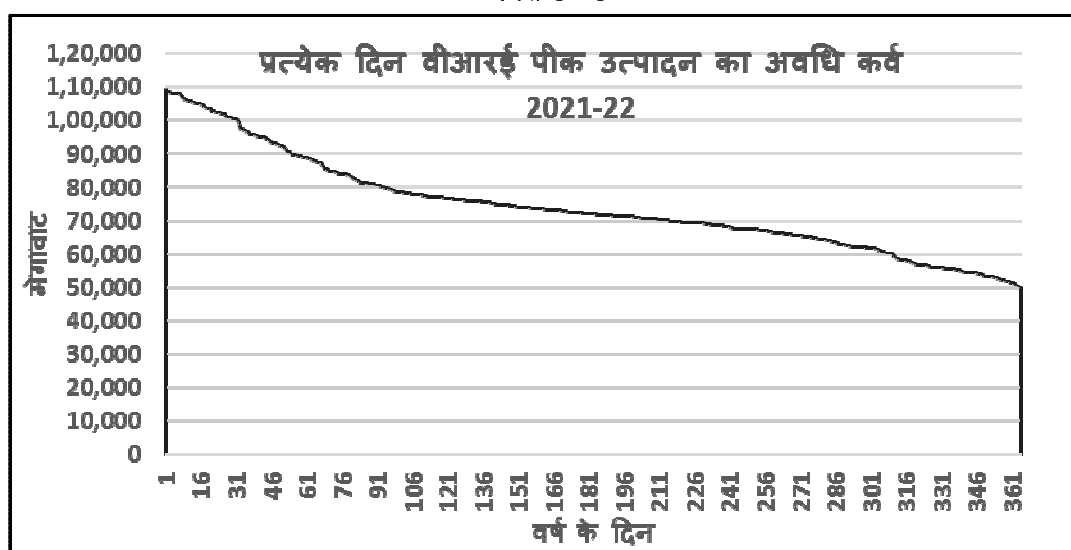
वर्ष 2021-22 के दौरान प्रत्येक दिन के लिए अनुमानित पीक सौर और पवन ऊर्जा उत्पादन के परिवर्तन **प्रदर्श 6.15** में दर्शाए गए हैं। एक बार पुनः उपर्युक्त से जैसा देखा जा सकता है कि जून-सितंबर माह के दौरान सौर और पवन ऊर्जा स्रोतों से संयुक्त उत्पादन सर्वाधिक है।

प्रदर्श 6.15



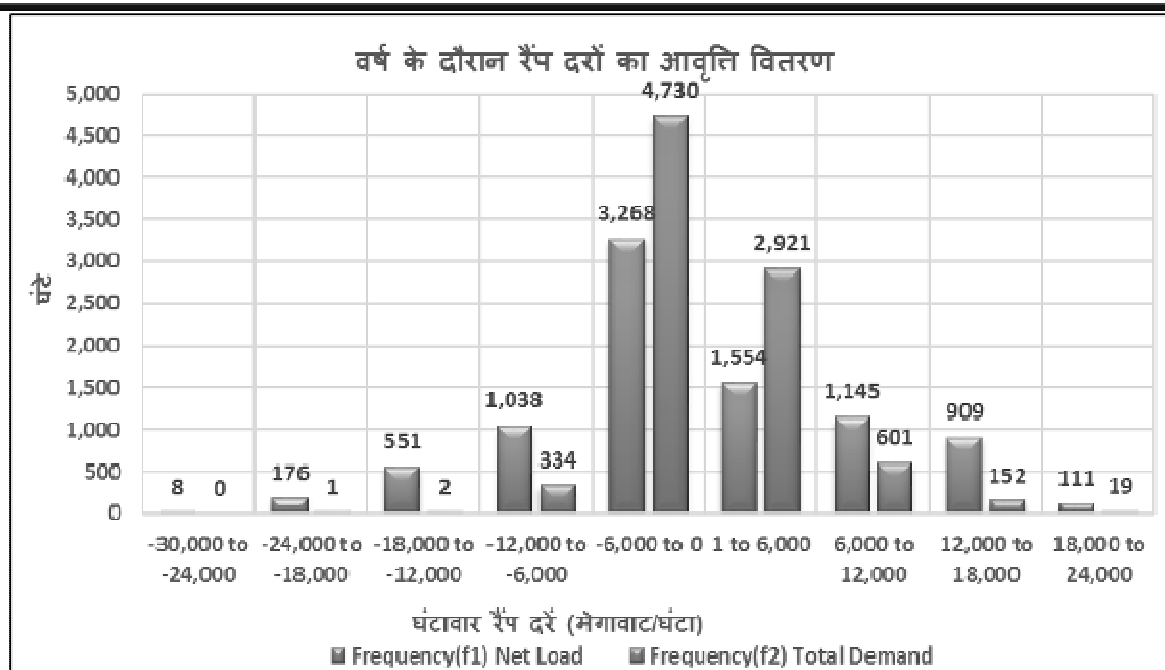
नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (सौर + पवन) से अखिल भारतीय स्तर पर अनुमानित पीक उत्पादन में परिवर्तन का अवधि कर्व प्रदर्श 6.16 में नीचे दर्शाया गया है। यह देखा जा सकता है कि वर्ष के 365 दिन में से 100 दिन अखिल भारतीय स्तर पर वीआरई उत्पादन 78 गीगावाट की तुलना में अधिक होगा।

प्रदर्श 6.16



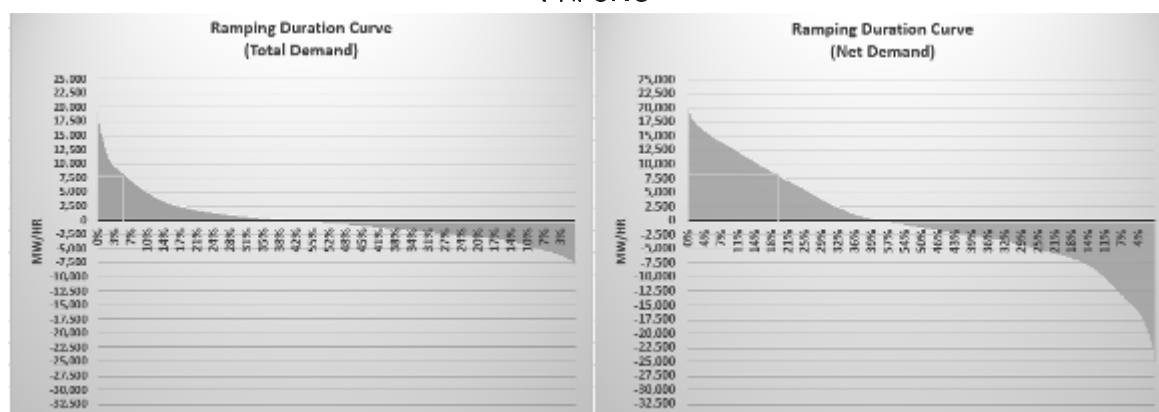
उपर्युक्त से यह देखा जा सकता है कि वीआरई स्रोतों से अधिकतम उत्पादन दिन में दोपहर के समय उपलब्ध होगा, जब प्रणाली मांग तुलनात्मक रूप से सबसे कम होगी। शाम के समय वीआरई से उत्पादन की उपलब्धता बहुत ही सीमित होती है। भारत में सामान्यतया सर्वाधिक मांग (पीक डिमांड) शाम के समय होती है। उस समय वीआरई से सीमित उत्पादन उपलब्ध होगा। इसके फलस्वरूप निवल मांग कर्व बहुत तेजी से बढ़ जाएगा, जिसके लिए ऐसे लचीले उत्पादन की उपलब्धता सुनिश्चित करना आवश्यक होगा, जिसकी भरपाई बहुत तेजी से की जा सकती हो। वर्ष 2021-22 के लिए रैंपिंग आवश्यकता का 8760 घंटे (24X365) के रूप में अनुमान लगाया गया है और प्रदर्श 6.17 में दर्शाया गया है।

प्रदर्श 6.17



कुल मांग और निवल मांग के लिए रैंपिंग अवधि कर्व का तुलनात्मक चित्रण प्रदर्श 6.18 में किया गया है।

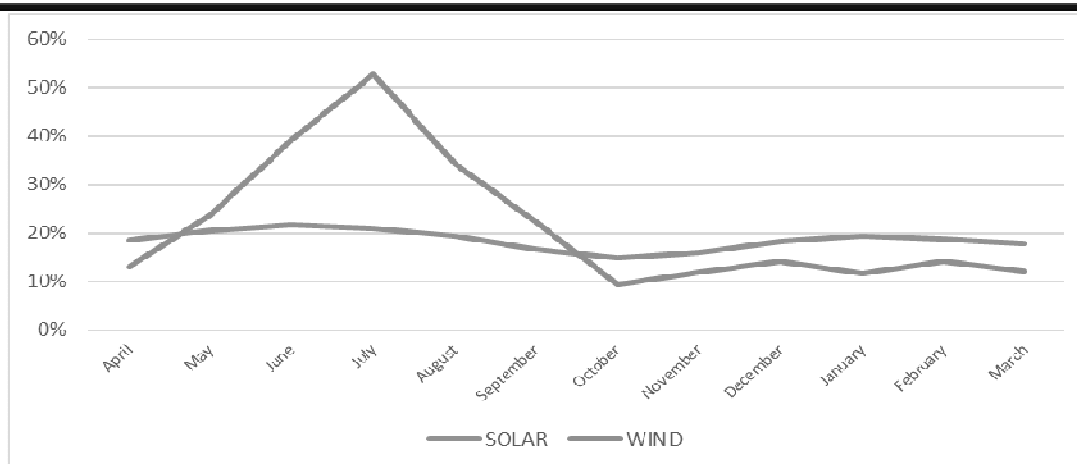
**प्रदर्श 6.18**



उपर्युक्त कर्व से यह स्पष्ट है कि निवल लोड कर्व के लिए रैंपिंग आवश्यकता मूल लोड कर्व की तुलना में अधिक है।

**क्षमता सदुपयोग घटक (सीयूएफ)** आदर्श स्थितियों की अवधि के लिए किसी पावर प्लांट के लिए अधिकतम संभावित आउटपुट और उस अवधि के दौरान पावर प्लांट के वास्तविक आउटपुट का अनुपात होता है। आरईएस के लिए सीयूएफ सामान्यतया बहुत ही कम होता है। वर्ष के विभिन्न माहों के दौरान पवन जेनरेटर और किसी सौर जेनरेटर के लिए सीयूएफ में परिवर्तन का एक विशिष्ट उदाहरण प्रदर्श 6.19 में दर्शाया गया है।

**प्रदर्श 6.19**



### 6.10 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का ग्रिड के साथ एकीकरण

देश के समग्र उत्पादन के मिश्रित प्रोफाइल में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की हिस्सेदारी तेजी से बढ़ रही है। भारत सरकार के मार्च 2022 तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की क्षमता का लक्ष्य प्राप्त करने के लिए भारत सरकार की महत्वाकांक्षी योजना के फलस्वरूप नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) से क्षमता अभिवृद्धि में तेजी आई है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि ने अवसर पैदा करने के साथ-साथ चुनौतियां भी पेश की हैं। पारंपरिक उत्पादन प्लांटों और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के बीच एक स्पष्ट अंतर मौजूद है। पारंपरिक प्लांटों से उत्पादन के लिए भार की आवश्यकता के अनुसार अलग-अलग कार्यक्रम बनाया जा सकता है। इसलिए इसे प्रेषण योग्य उत्पादन कहा जाता है। परिवर्ती नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन ग्रिड की विद्युत मांग पर आश्रित नहीं होता है अर्थात् स्वतंत्र होता है और इसलिए इसे गैर प्रेषण योग्य कहा जाता है। इसके अलावा चर नवीकरणीय ऊर्जा (वीआरई) स्रोतों से उत्पादन के साथ **परिवर्तनीयता** और **अनिश्चितता** नाम के दो पहलू जुड़े होते हैं। **परिवर्तनीयता** का आशय एक निश्चित समयावधि के दौरान उत्पादन में उतार-चढ़ाव से है। उदाहरण के लिए सौर प्लांटों से उत्पादन के लिए एक निर्धारित पैटर्न का अनुपालन अपेक्षित होता है जैसे कि दोपहर के समय अधिकतम उत्पादन और रात्रि के समय "शून्य" उत्पादन। इसी प्रकार पवन ऊर्जा प्लांटों से उत्पादन के लिए मौसम पर आधारित पैटर्न-मानसून के दौरान अधिकतम का अनुपालन किया जाता है।

**अनिश्चितता** का आशय परिवर्ती नवीकरणीय ऊर्जा (वीआरई) से उत्पादन की अनिश्चितता से है, जिसका पूर्वानुमान नहीं लगाया जा सकता। उदाहरण के लिए सौर प्लांटों से उत्पादन दोपहर के समय अधिकतम होना अपेक्षित है। परंतु बादलों के आच्छादन के कारण उत्पादन प्रभावित हो सकता है। यह सौर उत्पादन से जुड़ी अनिश्चितता है। इसके अलावा पारंपरिक विद्युत प्लांटों के मामले में प्लांट में उत्पन्न विद्युत का पारेषण उच्च वोल्टेज पारेषण लिंक के जरिए किया जाता है और फिर वितरण नेटवर्क के माध्यम से उपभोक्ताओं को यह वितरित की जाती है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के मामले में उत्पादन प्लांट अधिकांशतः वितरण स्तर या उपभोक्ताओं के स्तर पर होते हैं। ऐसी स्थिति में वहां एक बार फिर विद्युत का द्विदिशीय प्रवाह अर्थात् ग्रिड से उपभोक्ताओं को और उपभोक्ताओं से ग्रिड के बीच हो सकता है। पुनः, चूंकि वीआरई से उत्पादन परिवर्तनीय और अनिश्चित होता है, अतः पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से अपेक्षित बकाया विद्युत को आरक्षित विद्युत के रूप में बनाए रखना आवश्यक है, जिससे कि किसी भी समय विद्युत की पूरी मांग को पूरा किया जा सकता है। अन्य पहलू, जिस पर विचार किए जाने की आवश्यकता है, यह है कि सौर प्लांटों से उत्पादन दिन में अधिकतम होता है, जबकि उस समय विद्युत की मांग न्यूनतम होती है और शाम के समय इसका उत्पादन "शून्य" हो जाता है, जबकि उस समय ग्रिड पर भार अधिकतम होता है और मांग भी तदनुसार अधिक हो जाती है। इसके लिए पारंपरिक जेनरेटरों की क्षमताओं को तेजी से बढ़ाने की आवश्यकता है, इस प्रकार इन वीआरई स्रोतों का मौजूदा ग्रिड के साथ एकीकरण करने से चुनौती पैदा होती है, वीआरई स्रोतों का ग्रिड के साथ एकीकरण करने के लिए आधारभूत सिद्धांत ग्रिड की सत्यनिष्ठा, सुरक्षा और विश्वसनीयता सुनिश्चित करने पर आधारित है। सबसे बड़ी बात यह है कि वीआरई स्रोतों को ग्रिड के साथ एकीकृत करने में प्रौद्योगिकीय और प्रचालनात्मक चुनौतियां पेश आती हैं।

कुछ चुनौतियां, जिनका समाधान करने की आवश्यकता है, उनपर नीचे चर्चा की गई है :

#### 6.10.1 पारंपरिक उत्पादन यूनिटों से संबद्ध सहूलियत (लचीलापन)

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन की परिवर्तनीयता और अनिश्चितता से निपटने के लिए पारंपरिक उत्पादन प्लांटों को लचीला होना चाहिए। उत्पादन स्टेशन की सहूलियत से आशय (i) इसके आवश्यक लीड टाइम सहित ऑन और ऑफ होने के चक्र; (ii) रैंपिंग दर, जिसपर यह उत्पादन में परिवर्तन कर सकता है; और (iii) प्रचालन के दौरान अधिकतम और न्यूनतम आउटपुट देने में इसकी योग्यता से है।

लचीले और दृढ़ प्लांटों के बीच गुणधर्मों का स्पष्ट रूप से अंतर आईईए उपलब्ध कराता है। लचीले कोयला आधारित प्लांट 4-8%/ मिनट की रैंपिंग दर, 2-5-घंटा स्टार्ट अप समय और 20-40% (अधिकतम का) की न्यूनतम आउटपुट सीमाएं प्रदान करता है जबकि दृढ़ पावर प्लांट 4%/ मिनट से कम रैंपिंग दर, 5-7 घंटा स्टार्ट अप समय और 40-60% की न्यूनतम आउटपुट सीमाएं प्रदान करता है। लचीले प्राकृतिक गैस आधारित प्लांट इसी तरह के सुधार प्रदर्शित करते हैं, जिनका दृढ़ पावर प्लांटों के लिए 40-50% की तुलना में 15-30% की न्यूनतम आउटपुट सीमाएं होती हैं। आज वर्तमान में बाजार में उपलब्ध "तेजी से कार्य करने वाले" गैस टर्बाइन आधारित प्लांट महज 40 मिनट का स्टार्ट अप समय लेते हैं। लचीले नाभिकीय विद्युत प्लांट दृढ़ पावर प्लांटों के लिए 100% की तुलना में 30-60% की न्यूनतम आउटपुट सीमाएं प्रस्तावित करते हैं। फ्रांस में मौजूदा नाभिकीय विद्युत प्लांट 1%/ मिनट तक की रैंप दरों के साथ 30% तक रैंप डाउन कर सकते हैं।

सहूलियत के संदर्भ में जल विद्युत प्लांट, पंप भंडारण प्लांट, मुक्त चक्र गैस टर्बाइन, गैस इंजन आदि बहुत उपयुक्त होते हैं। कोयला आधारित प्लांटों को सतत आउटपुट और बेस लोड आधारित प्लांटों के रूप में वर्गीकृत किया जाता है और ये यदा कदा ही टर्न डाउन अथवा टर्न ऑफ होते हैं। अनिवार्यतः इन्हें दृढ़ माना जाता है। यदि इन पावर प्लांटों की साइकलिंग अथवा प्रायः रैंप अप और रैंप डाउन किया जाता है, तो इनकी दक्षता कम, रखरखाव अधिक, उपस्करों का जीवन काल तुलनात्मक रूप से कम और लागत आदि कम होती है, तथापि मौजूदा कोयला आधारित प्लांटों का फिर से डिजाइन तैयार किया जा सकता है/उनको रिट्रोफिट किया जा सकता है, जिससे कि वे तेजी से स्टार्ट अप और रैंपिंग में सक्षम हो सकें।

डेनमार्क और जर्मनी में थर्मल स्टेशनों का सघन रूप से इस्तेमाल साइकलिंग के साथ-साथ रैंपिंग के लिए किया जाता है। संयुक्त चक्र प्राकृतिक गैस विद्युत प्लांट सामान्यतया बेस लोड अथवा मध्यवर्ती प्लांट के रूप में कार्य करते हैं। जबकि मुक्त चक्र गैस विद्युत प्लांट साइकलिंग और रैंपिंग में सक्षम होते हैं, संयुक्त चक्र प्राकृतिक गैस विद्युत प्लांटों को अपेक्षाकृत अधिक सहूलियत से रिट्रोफिट किया जा सकता है। तथापि, इसके फलस्वरूप उत्पादन दक्षता कुछ घट सकती है, रख-रखाव की लागत बढ़ सकती है और उत्सर्जन तुलनात्मक रूप से अधिक हो सकता है।

नाभिकीय विद्युत प्लांटों को बेसलोड प्लांटों में सर्वाधिक दृढ़ माना जाता है। परंतु इन प्लांटों का यदि उचित ढंग से डिजाइन तैयार किया जाता है, तो इन्हें एक लचीले प्लांट के रूप में भी प्रचालित किया जा सकता है। जर्मनी और फ्रांस में नाभिकीय विद्युत प्लांट जरूरत के अनुसार प्रचालित किए जाते हैं। भारत में नाभिकीय विद्युत प्लांटों का प्रचालन बेसलोड प्लांटों के रूप में किया जाता है, जिसमें संरक्षा और सुरक्षा के मद्देनजर निर्धारित प्रक्रिया से न्यूनतम परिवर्तन किया जा सकता है।

### 6.10.2 पारेषण का सुदृढीकरण

भारत का सौर और पवन नक्शा यह संकेत देता है कि सौर और पवन विद्युत की क्षमता प्रायः सौर और पवन उपलब्धता की दृष्टि से कुछ संपन्न राज्यों तक ही सीमित है। वस्तुतः भारत के 8 राज्यों की वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि में 77% से अधिक का योगदान होगा। इन राज्यों द्वारा उत्पन्न सौर और पवन विद्युत की इन राज्यों द्वारा पूरी खपत नहीं की जा सकती है। इन राज्यों द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पन्न विद्युत को पारेषण नेटवर्कों के माध्यम से लोड केंद्रों तक पारेषित करने की आवश्यकता है। इसके लिए ग्रिड के मौजूदा नेटवर्कों का सुदृढीकरण अथवा वैकल्पिक रूप से भंडारण उपकरणों का इस्तेमाल आवश्यक है।

भारत में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की प्रचुर मात्रा में उपलब्धता वाले क्षेत्रों से विद्युत के निष्कर्षण के लिए हरित कोरिडोर का कार्यान्वयन किया जा रहा है।

### 6.10.3 अग्रिम पूर्वानुमान

पवन और सौर विद्युत का पूर्वानुमान लगाने से चर नवीकरणीय उत्पादन की अनिश्चितता को घटाया जा सकता है। बेहतर पूर्वानुमान ग्रिड प्रचालकों के लिए सहायक होता है और वे पवन और सौर उत्पादन में होने वाले परिवर्तनों से निपटने और ऐसी स्थितियों में तैयार रहने के लिए जेनरेटरों को कमिट अथवा डि-कमिट कर सकते हैं, जिनमें नवीकरणीय विद्युत उत्पादन असामान्य तरीके से अधिक अथवा कम हो जाता है। पूर्वानुमान लगाने की प्रणाली के लिए आवश्यक प्रचालन आरक्षित विद्युत की मात्रा घटाने, प्रणाली का संतुलन बनाए रखने के लिए आवश्यक लागत कम करने में सहायक सिद्ध हो सकते हैं।

अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर माध्य औसत पूर्वानुमान त्रुटियों को घटाने के लिए अभी हाल के वर्षों में काफी सुधार किए गए हैं। एक दिन पहले के पूर्वानुमानों का इस्तेमाल एक दिन आगे यूनिट की प्रतिबद्धताओं के निर्धारण के लिए किया जा सकता है। इसके फलस्वरूप प्रचालनात्मक दक्षता बढ़ेगी और लागत की बचत होगी। अल्पकालिक पूर्वानुमानों का इस्तेमाल किसी क्विक-स्टार्ट जेनरेटर, मांग प्रत्युत्तर अथवा अन्य उन्मूलन विकल्प की आवश्यकता के निर्धारण हेतु और इस प्रकार प्रणाली की विश्वसनीयता बढ़ाने के लिए किया जा सकता है।

दिन के समय और वर्ष भर संभावित परिवर्तनों के अलावा सौर उत्पादन की परिवर्तनीयता के लिए उत्तरदायी कारण बादल होते हैं। परिशुद्ध ढंग से सौर विद्युत का पूर्वानुमान लगाने की योग्यता बादलों और एयरोसोल में जल अथवा बर्फ की मात्रा सहित बादलों के आच्छादन और उनके गुणधर्मों पर निर्भर करती है। सौर उत्पादन पर बादलों की पहुंच के प्रभाव का परिशुद्ध ढंग से आकलन करने के लिए स्काई इमेजर का इस्तेमाल किया जा सकता है। अगले कुछ घंटों के दौरान प्रभावों का पूर्वानुमान लगाने के लिए उपग्रह से ली गई इमेज का इस्तेमाल किया जा सकता है और बादलों की दिशा और गति का मूल्यांकन किया जा सकता है। तुलनात्मक रूप से लंबी अवधि के लिए मौसम संबंधी मॉडल का इस्तेमाल किया जा सकता है और बादलों में होने वाले परिवर्तनों या उनके अचानक से आ जाने की स्थिति का निर्धारण किया जा सकता है।

भारत में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन करने वाले और प्रणाली प्रचालकों के लिए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत के आउटपुट के बारे में पूर्वानुमान में सुधार करने के लिए बादलों के आवागमन की निगरानी और मौसम संबंधी पूर्वानुमान लगाने के लिए भारतीय मौसम विज्ञान विभाग (आईएमडी) और भारतीय अंतरिक्ष अनुसंधान संगठन (इसरो) के साथ भागीदारी करने की आवश्यकता है।

#### 6.10.4 बाजार डिजाइन

बाजार डिजाइन लचीले संसाधनों की मात्रा को प्रभावित करते हैं। चर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लचीलेपन की आवश्यकता को कई तरीके से पूरा किया जा सकता है, जिनमें मूल्य निर्धारण, अनुसूची / प्रेषण अंतराल अनुषंगी सेवा बाजार और आवश्यकता, क्षमता बाजार आदि शामिल हैं। उचित बाजार डिजाइन के जरिए क्षमता बाजार और रैंपिंग बाजार की भूमिकाएं, वितरित उत्पादन की भूमिकाएं, थोक और अनुषंगी बाजार में भंडारण और मांग प्रत्युत्तर, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की आर्थिक कटौती, संसाधनों का एकीकरण करने वाले लोगों आदि के बारे में स्पष्ट रूप से उल्लेख किया जा सकता है।

#### 6.10.5 मांग प्रतिक्रिया

मांग पक्ष प्रबंधन उपाय उपभोक्ताओं को उस समय अपने इस्तेमाल को अधिक करने के लिए प्रोत्साहित करते हैं जब विद्युत की आपूर्ति सहज रूप से अधिक होती है। उदाहरण के लिए जब पवन और सौर पीकी प्रणालियां अधिकतम विद्युत उत्पादित करती हैं, उस समय मांग प्रतिक्रिया उपयुक्त होता है, जो किसी गंभीर परिणामों के बिना भार को तुलनात्मक रूप से कम दरों में परिवर्तित कर सकता है। इस्तेमाल के समय प्रत्युत्तर अथवा गतिशील दरों या ग्रिड प्रचालकों द्वारा प्रत्यक्ष नियंत्रण के कारण या थोक, अनुषंगी अथवा पूंजी बाजार में मांग प्रत्युत्तर की प्रतिभागिता के कारण भार में परिवर्तन स्वतः हो सकता है। प्रभावी मांग प्रत्युत्तर प्राप्त करने के लिए स्मार्ट मीटर, संचार और अन्य पद्धतियों के साथ स्मार्ट ग्रिड प्रौद्योगिकियों का इस्तेमाल किया जाता है। इलेक्ट्रिक वाहन "स्मार्ट चार्जिंग" वी2जी और जी2वी संकल्पना पर आधारित होता है, जहां इलेक्ट्रिक वाहन ग्रिड का अभिन्न भाग बन सकता है और बाह्य संकेतों और गतिशील मूल्यों के प्रत्युत्तर में उन्हें चार्ज अथवा डिस्चार्ज किया जा सकता है।

#### 6.10.6 ग्रिड एकीकरण की लागत

चर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण में दो प्रकार की लागत शामिल होती है, अर्थात् **ग्रिड अवसंरचना लागत** और **प्रणाली प्रचालन लागत**। **ग्रिड अवसंरचना लागत** में **ग्रिड कनेक्शन** और **ग्रिड एकीकरण लागत** शामिल होती है।

**ग्रिड कनेक्शन लागत** में चर नवीकरणीय ऊर्जा प्लांट से मौजूदा ग्रिड तक एक नई पारेषण लाईन स्थापित करने की लागत शामिल होती है। यह लागत आधारभूत रूप से प्लांट और ग्रिड के बीच में दूरी, कनेक्शन लाईन के वोल्टेज स्तर और मानक उपस्करों की उपलब्धता पर आधारित होती है। **ग्रिड कनेक्शन की लागत** दूरस्थ स्थानों में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के विकास के लिए एक महत्वपूर्ण आर्थिक बाधा है।

**ग्रिड उन्नयन लागत** में मौजूदा ग्रिडों के साथ नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पन्न विद्युत के एकीकरण के प्रयोजन से ग्रिड सुदृढीकरण के लिए आवश्यक अतिरिक्त नेटवर्क उपस्करों की लागत शामिल होती है। वे ज्यादातर नवीकरणीय क्षमता की मात्रा, पावर प्लांट के स्थान और मौजूदा ग्रिड की संरचना पर निर्भर करती हैं।

**प्रणाली प्रचालन लागत** को **प्रणाली प्रोफाईल लागतों** और **अल्पकालिक प्रणाली संतुलन लागतों** के रूप में विभाजित किया जा सकता है। ये लागतें चर नवीकरणीय विद्युत के एकीकरण के फलस्वरूप विद्युत प्रणाली के पारंपरिक भाग की अतिरिक्त लागतों के रूप में होती हैं।

**प्रोफाईल लागत** एक व्यापक संकल्पना है, जिसमें वीआरई उत्पादन और लोड प्रोफाईल के बीच अस्थायी परिवर्तन के सभी तीनों प्रभाव निहित होते हैं: 1) तुलनात्मक रूप से कम वीआरई क्षमता क्रेडिट के कारण क्षमता लागतें (पर्याप्तता लागतें); 2) थर्मल पावर प्लांटों का घटा हुआ औसत इस्तेमाल; और 3) जब मांग की तुलना में विद्युत आपूर्ति अधिक हो जाती है, उस समय ग्रिड सुरक्षा बनाए रखने के लिए वीआरई का घटा हुआ उत्पादन।

**अल्पकालिक प्रणाली संतुलन संबंधी लागतें** : वीआरई जेनरेटरों की परिवर्तनीयता और अनिश्चितता संबंधी गुणधर्मों के कारण अप और डाउन विनियमन के लिए आवश्यक आरक्षित क्षमता उस मामले की तुलना में बढ़ जाती है, जहां उतनी ही ऊर्जा पारंपरिक उत्पादन द्वारा वितरित की जाती है। आरक्षित विद्युत की बढ़ी हुई आवश्यकताओं के परिणामस्वरूप विद्युत प्रणाली के पारंपरिक भाग में लागत अतिरिक्त हो जाती है। ये अतिरिक्त लागतें बढ़ी हुई आरक्षित विद्युत उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए किए जाने वाले उपायों से उत्पन्न होती हैं, उदाहरण के लिए आंशिक लोड पर पारंपरिक प्लांटों के प्रचालन द्वारा, स्टार्ट अप लागत और विद्युत प्रणाली में उच्चतर प्रचालन लागतों में पारंपरिक विद्युत प्लांटों का योगदान बढ़ी हुई टूट-फूट और रख रखाव लागतें आदि।

#### 6.11 संतुलन बनाए रखने के लिए आरक्षित भंडार (रिजर्व)

किसी सिंक्रोनास विद्युत प्रणाली में विद्युत की मांग और आपूर्ति के बीच हर समय संतुलन होना चाहिए। किसी भी प्रकार का असंतुलन आवृत्ति के परिवर्तन में दिखाई देता है। अतः असंतुलन के मामले में प्रणाली को संतुलन बनाए रखने के लिए आरक्षित विद्युत उपलब्ध कराकर संतुलित बनाया जाए।

प्रयोजन, प्रत्युत्तर के समय और वह तरीका, जिसके तहत उन्हें सक्रिय बनाया जाता है, के आधार पर संतुलन विद्युत को **प्राथमिक नियंत्रण (पीसी)**, **द्वितीयक नियंत्रण (एससी)** और **तृतीयक नियंत्रण (टीसी)** के रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है।

**पीसी** को 30 सेकंड के भीतर पूरी तरह से नियोजित किया जा सकता है। इसे स्थानीय स्तर पर मापे गए आवृत्ति परिवर्तन द्वारा सक्रिय किया जाता है। **पीसी** को तेज, स्वचालित, स्पनिंग रिजर्व के रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है, जिसका इस्तेमाल अप और डाउनवार्ड दोनों दिशाओं में सिंक्रोनास प्रणाली को संतुलित करने के लिए किया जाता है।

**एससी** को सक्रिय किए जाने के बाद पांच मिनट के भीतर उपलब्ध होना चाहिए। इसे स्वचालित ढंग से और प्रणाली प्रचालकों द्वारा केंद्रीय ढंग से सक्रिय किया जाता है। एससी का इस्तेमाल आवृत्ति को पुनः बहाल करने और संगत संतुलन क्षेत्र को पुनः संतुलित करने के लिए पीसी के पूरक के रूप में इस्तेमाल किया जाता है। एससी की आपूर्ति मुख्य रूप से कुछ जल विद्युत प्लांटों और गैस आधारित प्लांटों तथा कुछ हद तक सिंक्रोनाइज किए गए थर्मल उत्पादकों द्वारा की जाती है। इस प्रकार यह एक स्वचालित रिजर्व होता है, जो सिंक्रोनास प्रणाली और अप तथा डाउन संतुलन क्षेत्र दोनों को संतुलित करता है। काफी हद तक यह एक स्पनिंग रिजर्व है।

**टीसी** का इस्तेमाल कुछ समय के बाद एससी को प्रतिस्थापित करने के लिए किया जाता है। इसे या तो सीधे सक्रिय किया जाता है अथवा 15 मिनट की समय अनुसूचियों में सक्रिय किया जाता है। सक्रिय करना एक मैनुअल निर्णय है, जो सामान्यतया एससी के चालू और अपेक्षित नियोजन पर आधारित होता है। टीसी की आपूर्ति प्रायः स्टैंड - बाई थर्मल उत्पादकों द्वारा की जाती है।

संतुलन विद्युत की संकल्पना का महत्व प्रणाली में चर नवीकरणीय ऊर्जा (वीआरई) के मिश्रण से अब और अधिक बढ़ गया है। वीआरई उत्पादक मौसम पर निर्भर होते हैं और वस्तुतः प्राकृतिक दृष्टि से वे भंडारण पर विश्वास करते हैं। वीआरई उत्पादकों से वास्तविक उत्पादन और पूर्वानुमानित उत्पादन के बीच अंतर होगा। यह परिवर्तन सकारात्मक अथवा नकारात्मक हो सकता है। सकारात्मक परिवर्तन के मामले में संतुलन विद्युत की आपूर्ति सेवा के लिए की जा सकती है। नकारात्मक परिवर्तन के मामले में उत्पादन की कमी हो जाती है अथवा वैकल्पिक रूप से अन्य ऊर्जा भंडारण उपकरणों द्वारा अतिरिक्त विद्युत मुहैया कराई जाती है।

संतुलन बनाए रखते समय संतुलन क्षेत्र की संकल्पना और सिंक्रोनस प्रणाली का इस्तेमाल किया जाता है। भारत में सिंक्रोनस प्रणाली संपूर्ण एकीकृत ग्रिड है, जिसमें पांच क्षेत्र और भूटान शामिल हैं। संतुलन क्षेत्र सिंक्रोनस प्रणाली का एक भौगोलिक विषय है, जहां असंतुलन उत्पन्न होता है। इसलिए संतुलन क्षेत्र कोई राज्य अथवा कोई एक क्षेत्र हो सकता है। असंतुलन के मामले में सिंक्रोनस प्रणाली के लिए लक्ष्य निर्धारण बिंदु उसकी आवृत्ति होती है। इसलिए प्रणाली की आवृत्ति को उसके सामान्य मान तक लाया जाए। तथापि संतुलन क्षेत्र के लिए लक्ष्य निर्धारण बिंदु में संतुलन क्षेत्र तथा शेष सिंक्रोनस प्रणाली के बीच अंतर को अनुसूची से शून्य तक लाया जाए।

वर्तमान में भारत में प्रणाली प्रचालक (एसएलडीसी और आरएलडीसी) प्रणाली को संतुलित बनाए रखने में सक्रिय भूमिका अदा कर रहे हैं।

अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर विकसित देशों ने एकीकृत पहल अपनाई है, जिसमें प्रणाली प्रचालक, संतुलन के लिए जिम्मेदार पक्षकार, संतुलन विद्युत के आपूर्तिकर्ता और नियामक शामिल हैं। ये सभी प्रणाली प्रचालक और बाजार प्रचालकों की भूमिका अदा करते हैं। भारत में बाजार प्रचालन का कार्य सामान्यतया पावर एक्सचेंज द्वारा किया जाता है। उन्हें प्रणाली के कार्यान्वयन और प्रभावी ढंग से संतुलन के लिए क्रमबद्ध ढंग से कार्य करना चाहिए। एकीकृत पहल में विभिन्न निकायों की भूमिका नीचे बताई गई है :

**संतुलन विद्युत के लिए उत्तरदायी पक्षकार (बीआरपी)** अथवा कार्यक्रम उत्तरदायी पक्षकार बाजार में कार्यरत निकाय होते हैं, जो जेनरेटर्स के पोर्टफोलियो और/अथवा भार को संतुलित करने के लिए जवाबदेह होते हैं। बीआरपी या तो कंपनियां अथवा औद्योगिक उपभोक्ता आदि हो सकते हैं। वे अगले दिन के प्रत्येक तीन घंटे के लिए प्रणाली प्रचालकों को बाध्यता अनुसूची प्रदान करते हैं और इन अनुसूचियों में परिवर्तनों के लिए वित्तीय रूप से जवाबदेह होते हैं।

यदि बीआरपी असंतुलन का योग शून्य नहीं होता है, तो प्रणाली प्रचालक मांग और आपूर्ति को वास्तविक रूप से संतुलित करने के लिए संतुलन विद्युत को सक्रिय करते हैं। विशेष रूप से प्रणाली प्रचालकों को चार बाध्यताएं दी गई हैं :

1. उस क्षमता का निर्धारण करना, जिसे प्रत्याशित संतुलन के लिए आरक्षित रखा जाना है।
2. आवश्यक संतुलन विद्युत रिजर्व प्राप्त करना और प्रत्याशित क्षमता एवं ऊर्जा के लिए दिए जाने वाले मूल्य का निर्धारण करना।
3. भौतिक असंतुलन के क्षणों में वास्तविक समय आधार पर संतुलन विद्युत को सक्रिय करना।
4. असंतुलन मूल्य का निर्धारण करना और तत्पश्चात वित्तीय रूप से प्रणाली को स्पष्ट करना।

**संतुलन विद्युत के आपूर्तिकर्ता :** आपूर्ति क्षमता को आरक्षित रखते हैं और प्रणाली प्रचालक द्वारा सक्रिय कर देने पर ऊर्जा की आपूर्ति करते हैं। वे पूर्व निर्धारित शर्तों के अधीन ऊर्जा की आपूर्ति के लिए बाध्य होते हैं, उदाहरण के लिए एक निश्चित समयावधि के भीतर और निश्चित रैंप दरों के साथ। आपूर्तिकर्ता पारंपरिक रूप से प्रायः उत्पादक होते हैं, परंतु वे उपभोक्ता भी हो सकते हैं। संतुलन विद्युत के आपूर्तिकर्ताओं द्वारा प्राप्त किए जाने वाले भुगतान में जटिल रूप से दो घटक शामिल होते हैं: क्षमता भुगतान क्योंकि क्षमता आरक्षण अवसरों में लागत निहित होती है, और/अथवा ऊर्जा भुगतान।

किसी प्रणाली को **"सक्रिय रूप से संतुलित"** तब कहा जाता है, जब प्रणाली प्रचालक उसमें संतुलन विद्युत नियोजित कर देते हैं। इस सेवा के लिए भुगतान किया गया मूल्य क्षमता कहलाता है और संतुलन विद्युत के लिए ऊर्जा भुगतान किया जाता है। इसी प्रकार यदि संतुलन के लिए उत्तरदायी पक्षकार (बीआरपी) मूल्य संकेत प्राप्त करते हैं और प्रणाली को संतुलित करते हैं, तो इसे **"अक्रिय रूप से संतुलित"** कहा जाता है। इस प्रकार प्रणाली प्रचालक या तो संविदागत संतुलन विद्युत के माध्यम से समायोजन का आदेश देकर सक्रिय रूप से प्रणाली को संतुलित कर सकते हैं अथवा बीआरपी को असंतुलन मूल्य संकेत भेजकर प्रणाली को अक्रिय रूप से संतुलित कर सकते हैं। इसे **"स्व-संतुलन"** भी कहा जाता है। अक्रिय संतुलन का समय पैमाना कई मिनट का हो सकता है। अतः यह भंडारण में होने वाले व्यवधान से निपटने के लिए आवश्यक संतुलन विद्युत को प्रतिस्थापित नहीं कर सकता है।

उच्च वीआरई इंप्यूजन परिदृश्य के तहत संतुलन आरक्षित विद्युत का निर्धारण करना एक चुनौतीपूर्ण कार्य है। इसके लिए विशिष्ट ढंग से स्वीकार्य कोई पद्धति नहीं है। आजकल निर्धारण पर आधारित पहल के बजाय स्टॉक पर आधारित पहल व्यापक रूप से अपनाई जाती है। ऐतिहासिक डाटा से पवन और सौर उत्पादन के लिए पूर्वानुमान संबंधी त्रुटियों का पता लगाया जाता है। 95 प्रतिशत अथवा 99 प्रतिशत की विश्वसनीय सीमा निर्धारित करते हुए आरक्षित विद्युत की आवश्यकताओं का अनुमान लगाया जाता है।

### 6.12 निष्कर्ष

- भारत ने 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 57,224.24 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता हासिल कर ली है।
- देश में उपलब्ध उल्लेखनीय नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता के मद्देनजर वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य को 175 गीगावाट के रूप में निर्धारित किया गया है। इस लक्ष्य को हासिल करने के लिए पावर स्टेशनों के भीतर भूमि के कुछ हिस्से का सदुपयोग सौर पीवी विद्युत उत्पादन परियोजनाओं की स्थापना के लिए किया जा सकता है।
- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के त्वरित विकास के लिए नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से संबंधित उपस्करों के लिए स्वदेशी स्तर पर पर्याप्त विनिर्माण सुविधा होना आवश्यक है। देश में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से संबंधित उपस्कर विनिर्माण सुविधा की स्थापना को प्रोत्साहित करने के लिए नीतिगत ढांचे का विकास किया जाए। यह भारत सरकार की “मेक इन इंडिया” नीति के अनुरूप होगा। इसके अलावा स्वदेशी प्रौद्योगिकियों (नवीकरणीय के साथ-साथ ऊर्जा सक्षम प्रौद्योगिकियों) को खरीद में वरीयता दी जानी चाहिए।
- बायोमास एटलस तैयार करना आवश्यक है।
- नए घरों के साथ-साथ पुराने घरों / भवनों दोनों के लिए एसपीवी स्थापना हेतु पर्याप्त प्रोत्साहन तंत्र का प्रावधान किया जाए।
- मौजूदा “पवन विद्युत परियोजनाओं के पुनः सशक्तिकरण के लिए नीति” के अंतर्गत मौजूदा पवन विद्युत परियोजनाओं के सशक्तिकरण को प्रोत्साहित किया जाए। साथ ही उसी स्थान से अधिक उत्पादन के साथ-साथ तुलनात्मक रूप से अधिक सीयूएफ प्राप्त करने के लिए नई पवन विद्युत परियोजना को भी बढ़ावा दिया जाए।

## अनुबंध-6.1

भारत में नवीकरणीय विद्युत के लिए अनुमानित क्षमता के राज्यवार विवरण (सभी आंकड़े मेगावाट में)							
क्र. सं.	राज्य / यूटी	पवन विद्युत	लघु जल विद्युत	जैव - ऊर्जा		सौर विद्युत	कुल अनुमानित क्षमता
				बायोमास विद्युत / बैगेज़ कंजेशन	अपशिष्ट से ऊर्जा		
1	आंध्र प्रदेश	14,497	978	578	423	38,440	54,916
2	अरुणाचल प्रदेश	236	1,341	8	0	8,650	10,236
3	असम	112	239	212	8	13,760	14,330
4	बिहार	144	223	619	373	11,200	12,559
5	छत्तीसगढ़	314	1,107	236	24	18,270	19,951
6	गोवा	0	7	26	0	880	912
7	गुजरात	35,071	202	1,221	462	35,770	72,726
8	हरियाणा	93	110	1,333	374	4,560	6,470
9	हिमाचल प्रदेश	64	2,398	142	2	33,840	36,446
10	जम्मू एवं काश्मीर	5,685	1,431	43	0	1,11,050	1,18,208
11	झारखंड	91	209	90	10	18,180	18,580
12	कर्नाटक	13,593	4141	1,131	450	24,700	44,015
13	केरल	837	704	1,044	36	6,110	8,732
14	मध्य प्रदेश	2,931	820	1,364	78	61,660	66,853
15	महाराष्ट्र	5,961	794	1,887	1,537	64,320	74,500
16	मणिपुर	56	109	13	2	10,630	10,811
17	मेघालय	82	230	11	2	5,860	6,185
18	मिजोरम	0	169	1	2	9,090	9,261
19	नागालैंड	16	197	10	0	7,290	7,513
20	ओडीशा	1,384	295	246	22	25,780	27,728
21	पंजाब	0	441	3,172	345	2,810	6,768
22	राजस्थान	5,050	57	1,039	62	1,42,310	1,48,518
23	सिक्किम	98	267	2	0	4,940	5,307
24	तमिलनाडु	14,152	660	1,070	601	17,670	34,152
25	तेलंगाना	0	0	0	0	20,410	20,410

26	त्रिपुरा	0	47	3	2	2,080	2,131
27	उत्तर प्रदेश	1,260	461	1,617	1,426	22,830	27,593
28	उत्तराखण्ड	534	1708	24	5	16,800	19,071
29	पश्चिम बंगाल	22	396	396	148	6,260	7,222
30	अंडमान एंड निकोबार	365	8	0	0	0	373
31	चंडीगढ़	0	0	0	6	0	6
32	दादर एवं नागर हवेली	0	0	0	0	0	0
33	दमन एवं दीव	4	0	0	0	0	4
34	दिल्ली	0	0	0	131	2,050	2,181
35	लक्षद्वीप	0	0	0	0	0	0
36	पुदुचेरी	120	0	0	3	0	123
37	अन्य	0	0	0	1,022	790	1,812
	<b>कुल</b>	<b>1,02,772</b>	<b>19,749</b>	<b>17,536</b>	<b>7,554</b>	<b>7,48,991</b>	<b>8,96,602</b>

(स्रोत: नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत)

## अनुबंध-6.2

31.03.2017 की स्थिति के अनुसार ग्रिड से जुड़ी नवीकरणीय विद्युत की राज्यवार स्थापित क्षमता (सभी आंकड़े मेगावाट में)							
क्र. सं.	राज्य / यूटी	पवन विद्युत (मेगावाट)	लघु जल विद्युत (मेगावाट)	बायो पावर (मेगावाट)		सौर विद्युत (मेगावाट)	कुल क्षमता
				बायोमास विद्युत / बैगेज़ कंजेशन	अपशिष्ट से ऊर्जा		
1	आंध्र प्रदेश	3,618.85	241.98	378.2	58.16	1867.23	6,164.42
2	अरुणाचल प्रदेश		104.605			0.27	104.875
3	असम		34.11			11.78	45.89
4	बिहार		70.7	113		108.52	292.22
5	छत्तीसगढ़		76	228		128.86	432.86
6	गोवा		0.05			0.71	0.76
7	गुजरात	5,340.62	16.6	65.3		1,249.37	6,671.89
8	हरियाणा		73.5	96.4		81.4	251.30
9	हिमाचल प्रदेश		831.81			0.73	832.54
10	जम्मू एवं काश्मीर		158.03			1.36	159.39
11	झारखंड		4.05			23.27	27.32
12	कर्नाटक	3,751.40	1,225.73	1,452.00	1	1027.84	7,457.97
13	केरल	51.5	213.02			74.2	338.72
14	मध्य प्रदेश	2,497.79	86.16	93	3.9	857.04	3,537.89
15	महाराष्ट्र	4,771.33	346.175	2,065.00	12.72	452.37	7,647.60
16	मणिपुर		5.45			0.03	5.48
17	मेघालय		31.03			0.01	31.04
18	मिजोरम		41.47			0.1	41.57
19	नागालैंड		30.67			0.5	31.17
20	ओड़ीशा		64.625	50.4		79.42	194.45
21	पंजाब		170.9	179	9.25	793.95	1,153.10
22	राजस्थान	4,281.72	23.85	119.3		1,812.93	6,237.80
23	सिक्किम		52.11			0	52.11
24	तमिलनाडु	7,861.46	123.05	878	8.05	1,691.83	10,562.39
25	तेलंगाना	100.8		158.1		1286.98	1,545.88
26	त्रिपुरा		16.01			5.09	21.10
27	उत्तर प्रदेश		25.1	1,933.00	5	336.73	2,299.83
28	उत्तराखंड		209.32	73		233.49	515.81
29	पश्चिम बंगाल		98.5	300		26.14	424.64

30	अंडमान एंड निकोबार		5.25			6.56	<b>11.81</b>
31	चंडीगढ़					17.32	<b>17.32</b>
32	दादर एवं नागर हवेली					2.97	<b>2.97</b>
33	दमन एवं दीव					10.46	<b>10.46</b>
34	दिल्ली				16	40.27	<b>56.27</b>
35	लक्षद्वीप					0.71	<b>0.71</b>
36	पुदुचेरी					0.08	<b>0.08</b>
37	अन्य	4.3				58.31	<b>62.61</b>
	<b>कुल (मेगावाट)</b>	<b>32,279.77</b>	<b>4,379.86</b>	<b>8,181.70</b>	<b>114.08</b>	<b>12,288.83</b>	<b>57,244.24</b>

## अनुबंध-6.3

175 गीगावाट की स्थापित क्षमता का संचित लक्ष्य प्राप्त करने के लिए वर्ष 2022 तक प्राप्त किए जाने वाले नवीकरणीय ऊर्जा लक्ष्य के संभावित राज्यवार ब्यौरे

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

राज्य / यूटी	सौर विद्युत	पवन विद्युत	लघु जल विद्युत + बायोमास विद्युत	कुल
दिल्ली	2,762		32	2794
हरियाणा	4,142		234	4,376
हिमाचल प्रदेश	776		1,500	2,276
जम्मू एवं काश्मीर	1,155		158.03	1,313
पंजाब	4,772		359.15	5,131
राजस्थान	5,762	8,600	143	14,505
उत्तर प्रदेश	10,697		2524	13,221
उत्तराखंड	900		897	1,797
चंडीगढ़	153			153
<b>उत्तरी क्षेत्र</b>	<b>31,119</b>	<b>8,600</b>	<b>5,847</b>	<b>45,566</b>
गोवा	358			358
गुजरात	8,020	8,800	313	17,133
छत्तीसगढ़	1,783		304	2,087
मध्य प्रदेश	5,675	6,200	183.06	12,058
महाराष्ट्र	11,926	7,600	2519	22,045
दादर एवं नागर हवेली	449			449
दमन एवं दीव	199			199
<b>पश्चिमी क्षेत्र</b>	<b>28,410</b>	<b>22,600</b>	<b>3,319</b>	<b>54,329</b>
आंध्र प्रदेश	9,834	8,100	678.34	18,612
तेलंगाना		2,000	158	2,158
कर्नाटक	5,697	6,200	2920	14,817
केरल	1,870		213.02	2,083
तमिलनाडु	8,884	11,900	1009.10	21,793
पुदुचेरी	246			246
<b>दक्षिणी क्षेत्र</b>	<b>26,531</b>	<b>28,200</b>	<b>4,979</b>	<b>59,710</b>
बिहार	2,493		269	2,762

राज्य / यूटी	सौर विद्युत	पवन विद्युत	लघु जल विद्युत + बायोमास विद्युत	कुल
झारखंड	1,995		10	2,005
उड़ीसा	2,377		115	2,492
पश्चिम बंगाल	5,336		398.5	5,735
सिक्किम	36		52.11	88
<b>पूर्वी क्षेत्र</b>	<b>12,237</b>		<b>845</b>	<b>13,082</b>
असम	663		34.11	697
मणिपुर	105		5.45	110
मेघालय	161		31.03	192
नागालैंड	61		30.67	92
त्रिपुरा	105		16.01	121
अरुणाचल प्रदेश	39		200	239
मिजोरम	72		41.47	113
<b>उत्तर पूर्वी क्षेत्र</b>	<b>1,206</b>		<b>359</b>	<b>1565</b>
अंडमान एंड निकोबार द्वीप समूह	27		5.25	27
लक्षद्वीप	4			4
अन्य ( नए राज्य )	58.31	600	120	720
<b>अखिल भारत</b>	<b>99,592</b>	<b>60,000</b>	<b>15,474</b>	<b>1,75,066</b>

## अध्याय 7

### भारत में जल विद्युत

#### 7.0 प्रस्तावना

भारत में उल्लेखनीय जल विद्युत क्षमता मौजूद है, जो ऊर्जा का एक नवीकरणीय स्रोत होने के नाते भारतीय विद्युत क्षेत्र के कार्बन फुटप्रिंट को घटाने में एक महत्वपूर्ण भूमिका अदा कर सकती है और इस दिशा में प्रयास भी किए जा रहे हैं। किसी भी जल विद्युत परियोजना का जीवन काल काफी लंबा अर्थात् 50 वर्ष से भी अधिक होता है और यह दुर्लभ जीवाश्म ईंधनों के संरक्षण में सहायता प्रदान करती है। जल विद्युत परियोजनाओं का विकास देश के स्थायी विकास और इसकी ऊर्जा सुरक्षा के उद्देश्य को पूरा करने के लिए महत्वपूर्ण है। जल विद्युत परियोजनाओं के विकास से देश के दूरस्थ और पिछड़े क्षेत्रों के विकास के लिए भी अवसर पैदा होते हैं और इसका लाभ स्थानीय जनता को मिलता है। जल विद्युत स्टेशनों में लोड वैरिएबिलिटी को तत्काल शुरू करने, बंद करने और उसका प्रबंधन करने की अंतर्निहित क्षमता मौजूद होती है, जो विद्युत प्रणाली की विश्वसनीयता में सुधार में सहायक है। जल विद्युत परियोजनाएं अभीष्ट (पीक) आवश्यकता को पूरा करने और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की वैरिएबिलिटी के कारण उत्पन्न होने वाली संतुलन आवश्यकता के लिए आदर्श होती हैं।

#### 7.1. जल विद्युत संभावना और विकास

##### 7.1.1 जल विद्युत की संभावना

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) द्वारा नदी बेसिनों की स्थलाकृतिक विशेषताओं से संबंधित प्रेक्षित आधारभूत डाटा, बड़ी संख्या में कई स्थलों का नदियों की प्रवाह विशेषताओं, भौगोलिक और अन्य सूचनाओं के आधार पर वर्ष 1987 में देश में जल विद्युत क्षमता, संभावना का एक मूल्यांकन किया गया। मूल्यांकन के अनुसार देश में कुल जल विद्युत संभावना का मूल्यांकन चिह्नित की गई कुल 845 जल विद्युत परियोजनाओं से 84,044 मेगावाट (60% लोड घटक पर) के रूप में था। संभावित औसत लोड घटक के आधार पर पूरी तरह से विकसित हो जाने पर सभी योजनाओं की स्थापित क्षमता लगभग 1,48,701 मेगावाट होगी। कुल जल विद्युत ऊर्जा की क्षमता का मूल्यांकन 600 बिलियन यूनिट प्रतिवर्ष के रूप में किया गया है। महान सिंधु नदी, गंगा और ब्रह्मपुत्र नदियों के साथ-साथ हिमालय से निकलने वाली उनकी तमाम सहायक नदियों का योगदान देश की कुल आकलित जल विद्युत क्षमता में लगभग 70% है। इसके अलावा मूल्यांकन अध्ययन में लगभग 96,000 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता के साथ पंप स्टोरेज स्कीमों (पीएसएस) के लिए 63 साइटों की भी पहचान की गई है। उपर्युक्त के अलावा बहुत सी उप नदियों और नहरों पर सूक्ष्म, लघु और छोटी जल विद्युत योजनाओं के विकास के लिए सीईए द्वारा अच्छी-खासी संभावनाओं की पहचान की गई। नहरों के झरनों/छोटी नदियों पर लगभग 6,782 मेगावाट की एकिकृत स्थापित क्षमता वाली 1512 लघु जल विद्युत योजनाओं की भी पहचान की गई है। 25 मेगावाट तक की जल विद्युत परियोजनाओं से संबंधित मामला नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) के अधिकार क्षेत्र में आता है और एमएनआरई द्वारा लघु जल विद्युत परियोजनाओं की क्षमता का आकलन 19,749 मेगावाट के रूप में किया गया है।

31 दिसंबर 2017 की स्थिति के अनुसार जल विद्युत योजनाओं (लगभग 25 मेगावाट क्षमता वाली) की कुल स्थापित क्षमता 44,478 मेगावाट है, जिसमें पंप स्टोरेज स्कीमों (पीएसएस) की 4,785 मेगावाट क्षमता शामिल है। निर्माणाधीन जल विद्युत परियोजनाओं की क्षमता 10848 मेगावाट (1,080 मेगावाट क्षमता वाली पीएसएस को छोड़कर) है। 25,160 मेगावाट की कुल क्षमता वाली जल विद्युत योजनाओं के लिए सीईए द्वारा संस्तुति दी गई है और उनका निर्माण अभी शुरू किया जाना है। 6,414 मेगावाट क्षमता वाली योजनाओं की जांच सीईए में की जा रही है। 8,094 मेगावाट की कुल क्षमता वाली योजनाओं की विस्तृत परियोजना रिपोर्टों (डीपीआर) का मूल्यांकन किया गया है, परंतु उन्हें पुनः प्रस्तुत करने के लिए लौटा दिया है। 6,327 मेगावाट क्षमता वाली योजनाओं का अध्ययन और जांच (एस एंड आई) की जा रही है और 13,857 मेगावाट क्षमता वाली योजनाएं ऐसी हैं, जिन पर अध्ययन और जांच रोक दी गई है अथवा अभी शुरू की जानी है। देश में जल विद्युत क्षमता के विकास की संक्षिप्त स्थिति तालिका 7.1 में दर्शाई गई है।

**तालिका 7.1**  
**जल विद्युत क्षमता की स्थिति का सारांश**  
**(31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार)**

	पारंपरिक			पंप स्टोरेज		
	संख्या	क्षमता (मेगावाट)	(%)	संख्या	क्षमता (मेगावाट)	(%)
कुल क्षमता		145320*			96524	
प्रचालनरत योजनाएं	193*	39692.8	27.31	9	4785.6	4.96
निर्माणाधीन योजनाएं	41	10848.5	7.47	2	1080	1.12
सीईए द्वारा डीपीआर संस्तुत और निर्माण अभी शुरू किया जाना है	43	25160	17.31	1	1000	1.04
सीईए द्वारा डीपीआर की जांच की जा रही है	9	6414	4.41	0	0	0
पुनः प्रस्तुत करने के लिए सीईए द्वारा डीपीआर लौटा दी गई है।	26	8094	5.57	1	500	0.52
डीपीआर तैयार करने के लिए अध्ययन और जांच चल रही है।	40	6327	4.35	0	0	0
ऐसी परियोजनाएं, जिनका अध्ययन और जांच रोक दी गई है	42	13857	9.54	0	0	0
कुल विकसित / जिनका विकास किया जा रहा है।	394	110393.3	75.97	13	7365.6	7.63

**नोट :** -25 मेगावाट तक की जल विद्युत परियोजनाओं से संबंधित मामला नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) के अधिकार क्षेत्र में आता है।

# पीएसएस में पंचेत की 1 यूनिट (40 मेगावाट) और नागार्जुनसागर की एक यूनिट (110 मेगावाट) शामिल हैं।

\* 25 मेगावाट से नीचे क्षमता वाली परियोजनाएं शामिल नहीं हैं (25 मेगावाट से कम क्षमता वाली विद्युत परियोजनाओं को शामिल करते हुए 148,701 मेगावाट)।

जल विद्युत क्षमता की क्षेत्रवार और बेसिनवार स्थिति तालिका 7.2, तालिका 7.3 और प्रदर्श 7.1 में दी गई है।

## तालिका 7.2

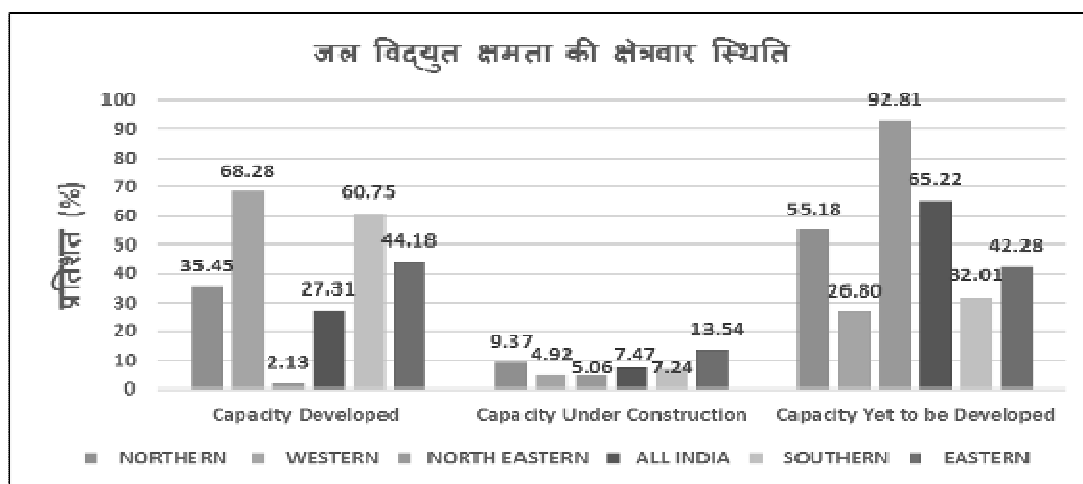
## जल विद्युत क्षमता की क्षेत्रवार स्थिति

(31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार स्थापित क्षमता -25 मेगावाट से अधिक क्षमता के संदर्भ में)

क्षेत्र/राज्य	मूल्यांकन अध्ययन के अनुसार चिह्नित की गई क्षमता (मेगावाट)		विकसित की गई क्षमता		निर्माणाधीन क्षमता		ऐसी क्षमता जिसका अभी विकास किया जाना है	
	कुल (मेगावाट)	25मेगावाट से अधिक	(मेगावाट)	(%)	(मेगावाट)	(%)	(मेगावाट)	(%)
उत्तरी	53395	52263	18527.3	35.45	4898.5	9.37	28837.3	55.18
पश्चिमी	8928	8131	5552.0	68.28	400.0	4.92	2179.0	26.80
दक्षिणी	16458	15890	9653.1	60.75	1150.0	7.24	5086.9	32.01
पूर्वी	10949	10680	4718.5	44.18	1446.0	13.54	4515.6	42.28
उत्तर पूर्वी	58971	58356	1242.0	2.13	2954.0	5.06	54160.0	92.81
अखिल भारतीय	148701	145320	39692.8	27.31	10848.5	7.47	94778.7	65.22

नोट: -1. उपर्युक्त के अलावा 4785.60 मेगावाट क्षमता वाली पीएसएस प्रचालनरत है और 1080 मेगावाट क्षमता वाली पीएसएस निर्माणाधीन हैं।

## प्रदर्श 7.1



## तालिका 7.3

## जल विद्युत क्षमता विकास की बेसिनवार स्थिति

(31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार स्थापित क्षमता – 25 मेगावाट से अधिक के संदर्भ में)

नदी बेसिन	पुनर्मूल्यांकन अध्ययन के अनुसार पहचान की गई क्षमता (मेगावाट)		विकसित की गई क्षमता		निर्माणाधीन क्षमता		अभी विकसित की जाने वाली क्षमता	
	कुल	25 मेगावाट से अधिक	(मेगावाट)	(%)	(मेगावाट)	(%)	(मेगावाट)	(%)
सिंधु	33832	33028	13798.3	41.78	3357.5	10.17	15872.2	48.06
गंगा	20711	20252	5317.2	26.26	1541.0	7.61	13393.6	66.14
मध्य भारत नदी प्रणाली	4152	3868	3147.5	81.37	400.0	10.34	320.5	8.29
पश्चिम की ओर बहने	9430	8997	5681.7	63.15	100.0	1.11	3215.3	35.74
पूर्व की ओर बहने	14511	13775	8163.2	59.26	1050.0	7.62	4561.9	33.12
ब्रह्मपुत्र	66065	65400	3585.0	5.48	4400.0	6.73	57415.0	87.79
कुल	148701	145320	39692.9	27.31	10848.5	7.47	94778.7	65.22

नोट: -1. उपर्युक्त के अलावा **4785.60** मेगावाट क्षमता वाली पीएसएस प्रचालनरत है और **1080** मेगावाट क्षमता वाली पीएसएस निर्माणाधीन हैं।

## 7.1.2 जल विद्युत स्थापित क्षमता और उत्पादन की हिस्सेदारी

देश में जल विद्युत परियोजनाओं के विकास की शुरुआत 1897 में दार्जिलिंग के निकट, पश्चिम बंगाल में एक लघु जल विद्युत प्लांट (130 किलोवाट) की स्थापना के साथ हुई थी। तबसे देश में जल विद्युत ऊर्जा का विकास बड़ी तेजी से हुआ है। जल विद्युत की स्थापित क्षमता, जो 1947 में 12 जल विद्युत परियोजनाओं (51 यूनिटों) के साथ केवल 508 मेगावाट थी और टाटा पावर की भीरा जल विद्युत परियोजना, जिसका अधिकतम आकार/क्षमता 22 मेगावाट थी से बढ़कर 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 44,478.5 मेगावाट हो गई है, जिसमें 25 मेगावाट से अधिक क्षमता वाले जल विद्युत स्टेशनों को शामिल किया गया है। रन-ऑफ-रिवर टाइप पारंपरिक जल विद्युत स्टेशनों, स्टोरेज की सुविधा के साथ एकल प्रयोजन वाले जल विद्युत स्टेशन, बहु उद्देश्यीय परियोजनाओं के साथ-साथ देश भर में पंप स्टोरेज परियोजनाओं का क्रियान्वयन किया गया है। वर्तमान में जल विद्युत परियोजनाओं का अधिकतम आकार / क्षमता 250 मेगावाट है। इतनी

क्षमता वाली परियोजनाओं में महाराष्ट्र जैनको की कोयना चरण-IV, सतलज जल विद्युत निगम लिमिटेड (एसजेवीएनएल) की नाथपा झाकरी और टीएचडीसी की टिहरी तथा जेपीवीएल की करचम बांगटू परियोजनाएं शामिल हैं। कुल क्षमता की तुलना में जल विद्युत स्टेशनों की स्थापित क्षमता, जल विद्युत प्लांटों द्वारा उत्पादन में योगदान और पिछले कुछ वर्षों में जल विद्युत क्षमता और उत्पादन के रुझान **तालिका 7.4** और **प्रदर्श 7.2** में दर्शाए गए हैं। **तालिका 7.4** से यह देखा जा सकता है कि देश में स्थापित क्षमता के संदर्भ में जल विद्युत की समग्र हिस्सेदारी वर्ष 1947 के अंत में 37.30% से बढ़कर वर्ष 1962-63 के दौरान 50.61% हो गया और फिर वर्ष 2016-17 के अंत में गिरकर यह 13.6% हो गया है। वर्ष 2016-17 के दौरान जल विद्युत स्टेशनों से उत्पादित विद्युत की हिस्सेदारी देश में उत्पादित कुल विद्युत ऊर्जा के 10.59% के बराबर है। जल विद्युत की स्थापित क्षमता का क्षेत्रवार सारांश **तालिका 7.5** में दर्शाया गया है।

केंद्रीय, राज्य और निजी क्षेत्रों में वर्ष 2016-17 के दौरान जल विद्युत उत्पादन का क्षेत्रवार योगदान क्रमशः 47.3%, 42.0% और 10.7% था जबकि 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार केंद्रीय, राज्य और निजी क्षेत्रों में जल विद्युत स्थापित क्षमता का क्षेत्रवार वितरण क्रमशः 26.2%, 66.7% और 7.1% है। ये विवरण **प्रदर्श 7.3** में दर्शाए गए हैं।

## तालिका 7.4

## कुल क्षमता और उत्पादन की तुलना में जल विद्युत क्षमता और उत्पादन

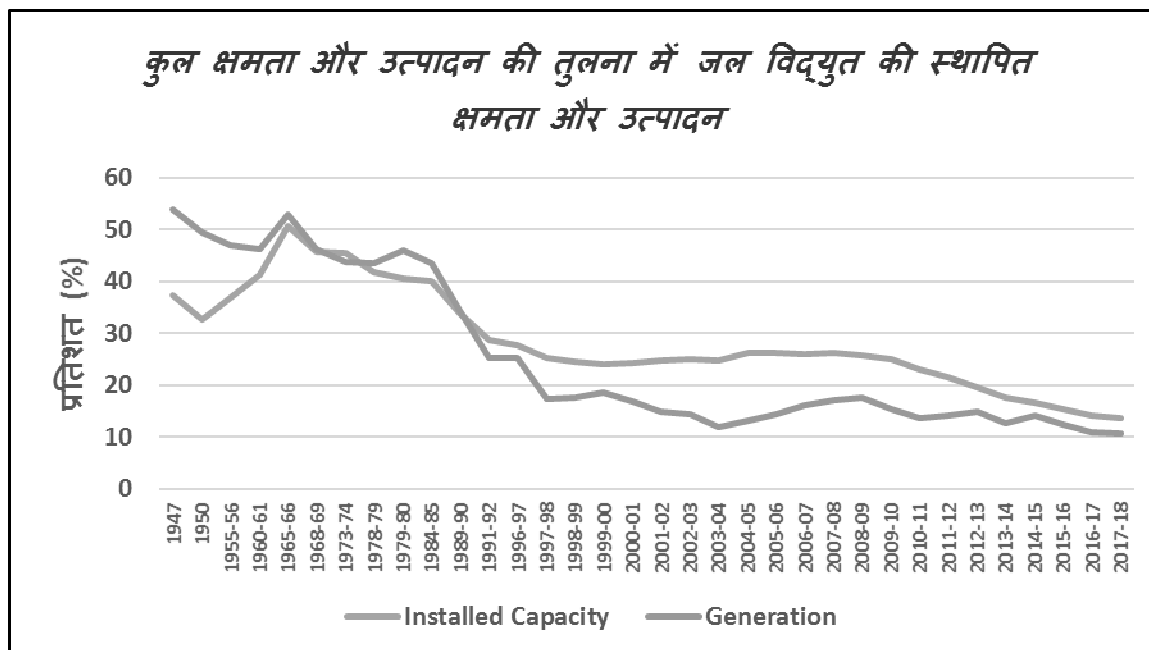
नोट : केवल 25 मेगावाट से अधिक क्षमता पर ही विचार किया गया है। केवल पारंपरिक स्रोतों से हुए उत्पादन पर विचार

वर्ष	स्थापित क्षमता			उत्पादन		
	कुल (मेगावाट)	जलविद्युत (मेगावाट)	कुल के % के रूप में जल विद्युत	कुल (मेगा यूनिट)	जलविद्युत (मेगा यूनिट)	कुल के % के रूप में जल विद्युत
1947	1362	508	37.30	4072	2194	53.88
1950	1713	560	32.63	5106	2519	49.33
1955-56	2886	1061	36.76	9145	4295	46.97
1960-61	4653	1917	41.20	16937	7837	46.27
1962-63	5801	2936	50.61	22365	11805	52.78
1965-66	9027	4124	45.68	32890	15225	46.29
1968-69	12957	5907	45.59	47434	20723	43.69
1973-74	16664	6966	41.80	66689	28972	43.44
1978-79	26680	10833	40.60	102523	47159	46.00
1979-80	28448	11384	40.02	104627	45478	43.47
1984-85	42585	14460	33.96	156859	53948	34.39
1989-90	63636	18307	28.77	245437	62116	25.31
1991-92	69065	19194	27.79	287028	72757	25.35
1996-97	85795	21658	25.24	395889	68901	17.40
1997-98	89203	21904	24.58	421748	74582	17.68
1998-99	92269	22479	24.10	447464	82923	18.53
1999-00	97837	23857	24.37	481128	80755	16.78
2000-01	101450	25153	24.75	499429	74362	14.89
2001-02	105046	26269	25.01	515066	73759	14.32
2002-03	107877	26767	24.81	531607	63834	12.01
2003-04	112684	29507	26.19	558113	73775	13.22
2004-05	118419	30936	26.12	587416	84495	14.38
2005-06	124287	32326	26.01	624631	101293	16.22
2006-07	132321	34662	26.19	659513	113359	17.19
2007-08	143061	37002	25.86	704469	123424	17.52
2008-09	147917	36846	24.91	714653	109840	15.37
2009-10	159398	36863	23.13	763429	103916	13.61
2010-11	173626	37567	21.64	805532	114257	14.18
2011-12	199877	38990	19.51	871602	130510	14.97
2012-13	223344	39491	17.68	907262	113720	12.53
2013-14	243029	40531	16.68	961552	134848	14.02
2014-15	267637	41267	15.42	1043665	129244	12.38
2015-16	302088	42783	14.16	1102578	121376	11.00
2016-17	326832	44478	13.6	1154523	122377	10.59

किया गया है।

## प्रदर्श 7.2

कुल क्षमता और उत्पादन की तुलना में जल विद्युत क्षमता और उत्पादन



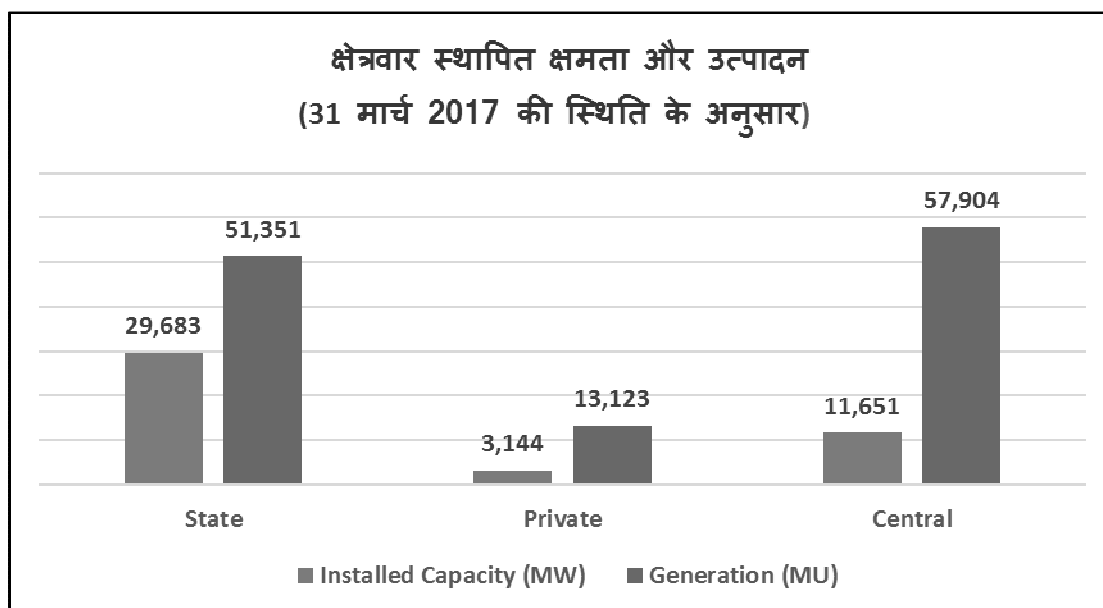
## तालिका 7.5

जल विद्युत स्थापित क्षमता का क्षेत्रवार सारांश

(31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 25 मेगावाट से अधिक क्षमता)

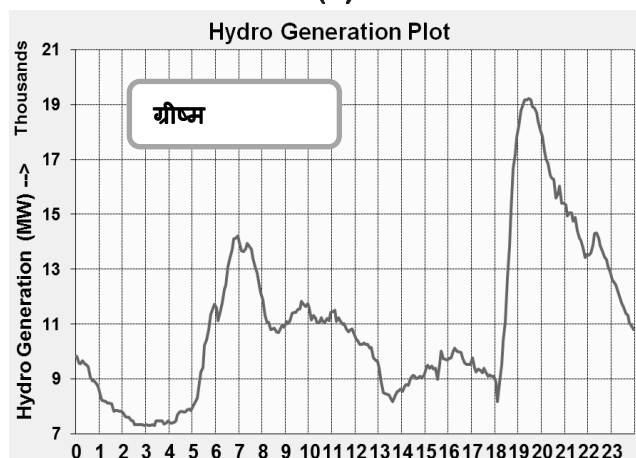
क्षेत्र	स्टेशनों की संख्या	यूनिटों की संख्या	क्षमता (मेगावाट)
उत्तरी	71	238	18527.27
पश्चिमी	29	101	7392.00
दक्षिणी	70	252	11773.45
पूर्वी	20	74	5543.70
उत्तर पूर्वी	10	29	1242.00
अखिल भारतीय (कुल)	198	694	44478.42

प्रदर्श 7.3

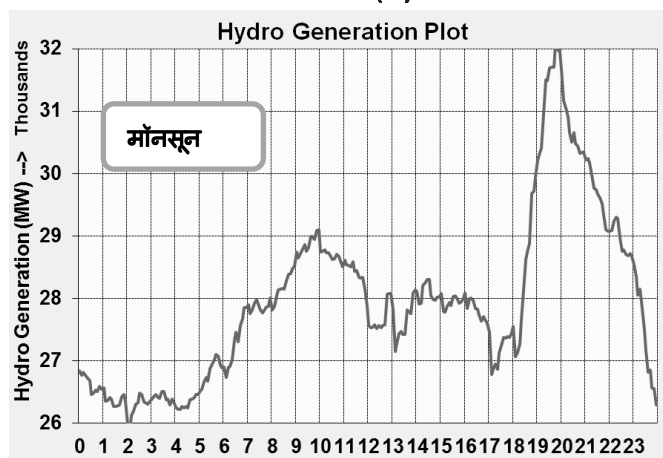


विभिन्न मौसमों में जल विद्युत उत्पादन में जटिल विचलन (परिवर्तन) प्रदर्श 7.4 में दर्शाया गया है।

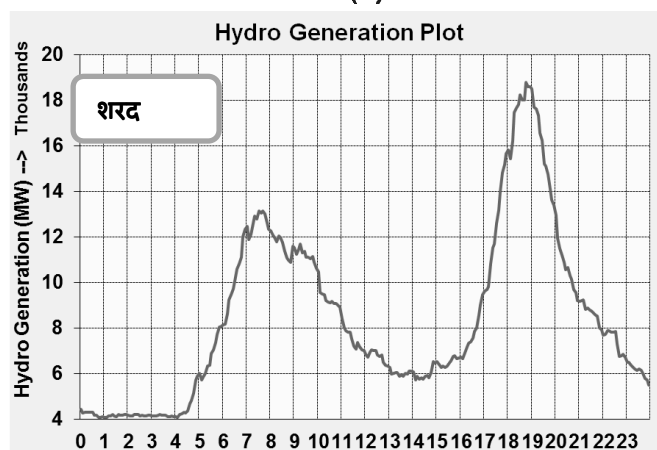
प्रदर्श 7.4(क)



प्रदर्श 7.4(ख)



प्रदर्श 7.4(ग)



## 7.2 जल विद्युत – एक लचीला समाधान

विद्युत प्रणाली प्रचालन की स्थिरता के लिए प्रणाली से अपेक्षा है कि मांग और आपूर्ति के बीच उतार-चढ़ाव को न्यूनतम किया जाए। उदाहरण के लिए इसमें संभावित घटनाओं, जिनसे प्रणाली को विद्युत आपूर्ति घट जाती है, को शामिल करने के लिए अथवा मांग और उत्पादन में अल्पकालिक विचलन (उतार-चढ़ाव) से निपटने के लिए अल्पकालिक आरक्षित विद्युत (उत्पादन, स्टोरेज, मांग प्रत्युत्तर) शामिल हैं। अतः जल विद्युत किसी संधिकालीन विद्युत प्रणाली की चुनौतियों से निपटने के लिए एक आदर्श समाधान उपलब्ध कराती है।

जल विद्युत आज विद्युत प्रणाली में लचीलापन पैदा करने में एक महत्वपूर्ण योगदान देती है, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) की गैर प्रेषण योग्य चर स्थिति से उत्पन्न मांग और आपूर्ति के बीच अंतर को दूर करती है। कई जल विद्युत पावर प्लांटों की भंडारण क्षमताएं उन्हें तुलनात्मक रूप से अल्प और दीर्घावधि में परिवर्तनशील आरईएस के इस्तेमाल को अनुकूल बनाने के लिए एक परिपक्व साधन बनाती है। जल विद्युत परियोजनाएं बहुत सी अनुषंगी सेवाएं भी उपलब्ध कराती हैं, जो किसी पारेषण प्रणाली का इस ढंग से प्रबंधन करने के प्रयोजन से आवश्यक होती हैं, जो प्रणाली की स्थिरता और आपूर्ति की सुरक्षा सुनिश्चित करता है। इसके अलावा विद्युत प्रणाली की पुनर्बहाली (रेस्टोरेशन) के दौरान, जैसे कि एक अतिवादी स्थिति (अर्थात् ब्लैक आउट) के मामले में पारंपरिक ताप विद्युत और नाभिकीय विद्युत प्लांटों के सहायक लोड के लिए ताप विद्युत स्रोत आवश्यक होता है, जो जल विद्युत द्वारा शीघ्र ही उपलब्ध कराया जा सकता है।

जलाशय वाले जल विद्युत प्लांट प्राकृतिक अंतरबाह्य की परिवर्तनशील स्थिति पर निर्भरता को घटाते हैं और मांग में परिवर्तन की स्थिति में विद्युत उत्पादन समायोजित करने में सक्षम बनाते हैं। ये प्लांट जल के प्रवाह की संभावना और खपत

पैटर्न से संबंधित डाटा को ध्यान में रखते हुए अनुसूचित आधार पर प्रचालित किए जाते हैं। इन प्लांटों का इस्तेमाल सामान्यतया लोड को पूरा करने और पीक मांग को पूरा करने के लिए किया जाता है। जलाशय वाले जल विद्युत प्लांटों से पीक लोड को पूरा करने के लिए विद्युत उत्पादन तुलनात्मक रूप से कम लचीले विद्युत स्रोतों जैसे कि नाभिकीय और ताप विद्युत प्लांटों से आधारभूत लोड की स्थिति में विद्युत उत्पादन को अनुकूल बनाते हैं। जल प्रबंधन गतिविधियों (बाढ़ नियंत्रण, कृषि, पेयजल आदि) में योगदान के अलावा जलाशय वाले जल विद्युत प्लांट विद्युत प्रणाली के लिए अद्वितीय लाभ भी प्रदान करते हैं। यहां जलाशय वाले विभिन्न प्रकार के जल विद्युत प्लांट हैं।

स्टोरेज जल विद्युत प्लांट (अथवा पारंपरिक जलाशय वाले जल विद्युत प्लांट) को जल के प्राकृतिक अंतर्वाह के साथ बड़े जलाशयों का लाभ मिलता है और उनमें जल के बहिर्गमन को तत्काल बढ़ाने अथवा घटाने की संभावना होती है। पानी को जलाशय में भंडारित किया जाता है और कोई पंप की आवश्यकता नहीं होती है। पंप स्टोरेज पावर प्लांट निचले जलाशय से ऊपरी जलाशय में पानी की पंपिंग द्वारा ऊर्जा भंडारित करते हैं और फिर संभावित ऊर्जा को विद्युत में परिवर्तित करते हैं। ये जलाशय प्राकृतिक अथवा कृत्रिम हो सकते हैं। दोनों प्रकार के पंप स्टोरेज प्लांट विद्युत प्रणाली को कम मांग अथवा अत्यधिक उत्पादन की अवधि में ऊर्जा प्राप्त और भंडारित करने तथा तुलनात्मक रूप से अधिक मांग के समय विद्युत उत्पादन करने में सक्षम बनाते हैं। पंप स्टोरेज जल विद्युत प्लांटों की भूमिका दोहरी होती है : वे मांग के फलस्वरूप होने वाले उतार-चढ़ावों के लिए ग्रिड का संतुलन बनाए रखते हैं और उत्पादन के फलस्वरूप होने वाले उतार-चढ़ावों को संतुलित करते हैं। तत्काल उत्पादन शुरू और बंद करने की सुविधा के साथ भंडारण की संभावनाएं जल विद्युत प्लांटों को अत्यधिक लचीला बनाती हैं। पंप स्टोरेज और पीक उत्पादन के साथ जल विद्युत स्टोरेज उच्च उत्पादन से होने वाले उतार-चढ़ावों से निपटने में सक्षम हैं और अल्पावधि में सक्रिय विद्युत प्रदान कर सकते हैं।

पारंपरिक जलाशय-प्रकार वाले जल विद्युत प्लांट और पंप स्टोरेज पावर प्लांट कुछ मिनट में ही मांग अथवा उत्पादन के फलस्वरूप होने वाले उतार-चढ़ावों से निपटने में उनकी क्षमता को ध्यान में रखते हुए पूरी तरह से ग्रिड स्थायीकरण सेवाएं प्रदान कर सकते हैं। जल विद्युत प्लांट में विभिन्न प्रकार की अनुषंगी सेवाएं अथवा ग्रिड को स्थिर करने से जुड़ी सेवाएं होती हैं, इस प्रकार ये परिवर्ती नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) के विद्युत प्रणाली के साथ एकीकरण को सुकर बनाते हैं और स्थिर तथा संतुलित ग्रिड बनाए रखने के लिए एक प्रमुख टूल उपलब्ध कराते हैं :

• **बैक-अप और रिजर्व:** जल विद्युत प्लांटों में एक ऐसे स्रोत से किसी विद्युत प्रणाली में लोड देने की योग्यता और क्षमता मौजूद होती है, जो ऑनलाइन उपलब्ध नहीं है। जल विद्युत प्लांट यह सेवा उस समय भी उपलब्ध करा सकता है, जब वह कोई अतिरिक्त ईंधन का इस्तेमाल नहीं करता है, इस प्रकार यह न्यूनतम उत्सर्जन भी सुनिश्चित करता है।

• **शीघ्र चालू होने की क्षमता:** जल विद्युत प्लांट में महज कुछ मिनट में चालू होने की क्षमता होती है।

• **ब्लैक स्टार्ट क्षमता:** जलविद्युत प्लांट में शून्य लोड पर भी चलने की क्षमता होती है। जब लोड बढ़ता है, तो मांग को पूरा करने के लिए प्रणाली को तेजी से अतिरिक्त विद्युत उपलब्ध कराई जा सकती है।

• **रेगुलेशन और आवृत्ति प्रतिक्रिया :** जल विद्युत प्लांट सक्रिय पावर के लगातार मॉड्यूलेशन के जरिए और विद्युत प्रणाली की आवश्यकताओं में हर पल हर क्षण होने वाले उतार चढ़ावों से निपटने के लिए दिए गए मार्जिन के भीतर आवृत्ति को यथावत बनाए रखने के लिए योगदान देते हैं। जल विद्युत प्लांटों की त्वरित प्रतिक्रिया क्षमता इसे विशेष रूप से तेजी से लोड को पूरा कर अत्यधिक लोड ग्रेडिएंट (रैंप रेट) शामिल करने में महत्वपूर्ण बनाती है।

• **वोल्टेज सहायता:** जल विद्युत प्लांटों में प्रतिक्रियाशील विद्युत को नियंत्रित करने की योग्यता निहित होती है। इस प्रकार ये सुनिश्चित करते हैं कि विद्युत का प्रवाह उत्पादन से भार की दिशा में होगा। ये प्रणाली/ग्रिड में प्रतिक्रियाशील विद्युत प्रवाहित अथवा अवशोषित कर वोल्टेज को बनाए रखने में भी योगदान देते हैं।

• **स्पिनिंग रिजर्व:** जल विद्युत प्लांट ग्रिड प्रचालन के गतिशील व्यवहार का समर्थन करते हैं। जल विद्युत प्लांट स्पिनिंग रिजर्व – अतिरिक्त विद्युत आपूर्ति की सुविधा प्रदान कर सकते हैं, जो ग्रिड में अनापेक्षित भार परिवर्तन के मामले में कुछ सेकंड के भीतर ही पारेषण प्रणाली को उपलब्ध कराए जा सकते हैं।

छोटे जलाशय वाले जल विद्युत प्लांटों को कभी-कभी पॉइज प्लांट भी कहा जाता है। इनका डिजाइन दैनिक अथवा साप्ताहिक आधार पर उत्पादन को मॉड्युलेट करने के लिए तैयार किया जाता है। पॉइज प्लांट विद्युत के संतुलन के जरिए

मुख्यतया लचीली सेवाएं प्रदान कर सकते हैं। वे अनुषंगी सेवाओं के रूप में आवृत्ति और वोल्टेज नियंत्रण सेवाएं भी प्रदान करते हैं।

रन-ऑफ-रिवर जल विद्युत प्लांटों की कम अथवा कुल भंडारण क्षमता नहीं होती है। अतः वे अल्पकालिक भंडारण संभावनाएं (कुछ मिनट का गतिशील चक्र) प्रस्तुत करते हैं, इस प्रकार वे मांग, विशेष रूप से अनुषंगी सेवाओं जैसे कि आवृत्ति और वोल्टेज नियंत्रक के लिए कुछ अनुकूलन की सुविधा प्रदान करते हैं।

संक्षिप्त रूप में कहा जा सकता है कि जल विद्युत प्लांटों के लचीले समाधानों में निम्नलिखित शामिल हैं :

- अवशिष्ट मांग के बड़े उतार - चढ़ावों से निपटना (आरईएस की परिवर्ती स्थिति, जैसे कि सूर्य हमेशा नहीं चमकता है और हवा लगातार नहीं चलती है, से निपटना)
- उत्पादन में अचानक परिवर्तनों के फलस्वरूप वास्तविक समय आधार पर रैंप रेट बढ़ाने की सुविधा प्रदान करना
- इंट्रा-डे बाजारों में पूर्वानुमान संबंधी त्रुटियों के फलस्वरूप अथवा संतुलन विद्युत या
- अनुषंगी सेवाओं के रूप में होने वाले अनापेक्षित उतार-चढ़ावों को दूर करना।

44,479 मेगावाट की जल विद्युत क्षमता (31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार) में रन-ऑफ-रिवर (आरओआर) से 3611.67 मेगावाट; पॉडेज के साथ आरओआर से 15,139 मेगावाट; स्टोरेज टाईप से 20,942 मेगावाट और पंप स्टोरेज टाईप से 4785.6 मेगावाट क्षमता शामिल है। जल विद्युत के क्षेत्रवार प्रकार तालिका 7.6 में विस्तार से दिए गए हैं।

**तालिका 7.6**

**क्षेत्रवार-प्रकारवार जल विद्युत स्थापित क्षमता (31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार)**

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्षेत्र	जल विद्युत परियोजना के प्रकार				कुल क्षमता (मेगावाट में)
	आरओआर	आरओआर (पी)	स्टोरेज	पीएसएस	
उत्तरी क्षेत्र	3375.67	9641.00	5510.60	0.00	18527.27
पश्चिमी क्षेत्र	30.00	1059.00	4463.00	1840.00	7392.00
दक्षिणी क्षेत्र	60.00	1354.00	8353.85	2005.60	11773.45
पूर्वी क्षेत्र	146.00	2334.00	2123.70	940.00	5543.70
उत्तर पूर्वी क्षेत्र	0.00	751.00	491.00	0.00	1242.00
	<b>3611.67</b>	<b>15139.00</b>	<b>20942.15</b>	<b>4785.60</b>	<b>44478.42</b>

स्टोरेज टाईप प्लांट की 80% उपलब्धता और पॉडेज टाईप प्लांट के साथ आरओआर की 50% उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए जल विद्युत प्लांटों द्वारा उपलब्ध कराई गई रैंप अप क्षमता 25000 मेगावाट से अधिक होगी।

### 7.3 पंप स्टोरेज प्लांट – विद्युत ग्रिड के सर्वश्रेष्ठ मित्र

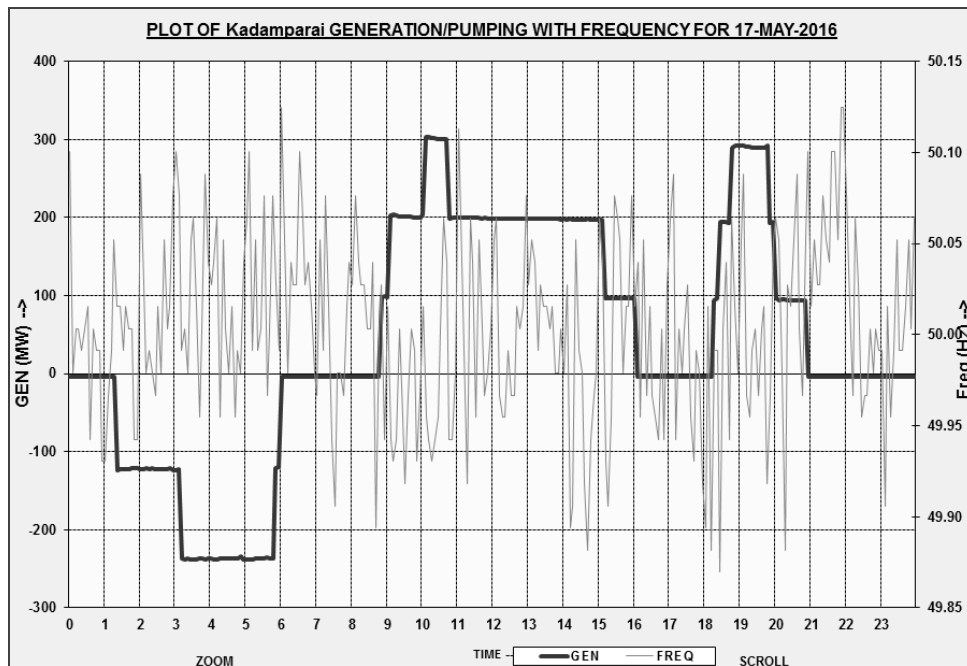
जहां एक ओर वैश्विक स्तर पर कई प्रकार की ऊर्जा भंडारण प्रणालियां स्थापित की गई हैं, वहीं दूसरी ओर पंप स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) कई देशों की विद्युत प्रणालियों में प्रणाली स्थिरता को बनाए रखने और पीक पावर उपलब्ध कराने में तेजी से महत्वपूर्ण भूमिका अदा कर रहे हैं। पंप स्टोरेज प्रौद्योगिकी दीर्घकालिक, तकनीकी रूप से श्रेष्ठ, लागत प्रभावी, अत्यधिक दक्ष और प्रचालन की दृष्टि से लचीली प्रौद्योगिकी है, जो सौर और पवन ऊर्जा स्रोतों द्वारा उत्पन्न अंतरिम और गतिशील ऊर्जा के भंडारण के लिए बड़े पैमाने पर ऊर्जा भंडारण की सुविधा प्रदान करते हैं।

पीएसपी विद्युत प्रणाली प्रचालन की समग्र मितव्ययिता में सुधार करते हैं। ताप विद्युत स्टेशनों के सदुपयोग की क्षमता को बढ़ाते हैं और कम भार वाली अवधि के दौरान ताप विद्युत स्टेशनों की प्रचालनात्मक समस्याओं को कम करते हैं। पंप

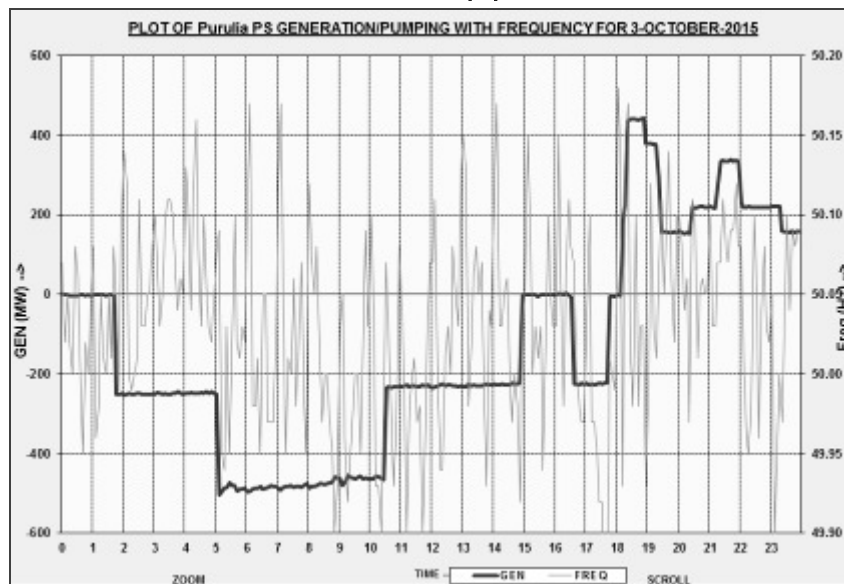
स्टोरेज पावर प्लांटों के विकास से अन्य लाभों में प्रणाली को लगभग न के बराबर लागत पर स्पनिंग रिजर्व की उपलब्धता और नेटवर्क में अचानक होने वाले भार परिवर्तनों को पूरा करने के लिए आवृत्ति को विनियमित करना शामिल हैं। पीएसपी में अनुषंगी लाभ जैसे कि लचीली क्षमता, वोल्टेज समर्थन और ब्लैक-स्टार्ट सुविधा आदि जैसे अनुषंगी लाभ प्रदान करने की क्षमता है। पंप स्टोरेज प्रौद्योगिकी अपनी स्थापना के समय से उल्लेखनीय रूप से उन्नत हुई है और अब इसमें समायोजन योग्य गति वाले पंप टर्बाइन शामिल हैं, जो शीघ्र ही मोटर से जेनरेटर में शिफ्ट हो सकता है, ग्रिड के आसान और तुलनात्मक रूप से अधिक लचीले प्रचालन के लिए सिंक्रोनस कंडेंसर मोड में परिवर्तित हो सकता है।

63 साइटों पर सीईए द्वारा भारत में चिह्नित की गई **96,524 मेगावाट** की पंप स्टोरेज क्षमता में से वर्तमान में 4,786 मेगावाट की एकीकृत स्थापित क्षमता के साथ 9 पंप स्टोरेज योजनाएं प्रचालनरत हैं, जिसमें से केवल 5 प्लांटों को ही 2,600 मेगावाट की एकीकृत स्थापित क्षमता के साथ पंपिंग मोड में चलाया जा रहा है। लगभग 2,200 मेगावाट की स्थापित क्षमता के साथ शेष बचे 4 प्लांट मुख्यतया पंपिंग मोड में इसलिए प्रचालित नहीं किए जा रहे हैं क्योंकि दूसरा जलाशय या तो निर्माणाधीन है अथवा उसका निर्माण नहीं किया गया है। इन मुद्दों का समाधान कर पीएसपी मोड में न चलने वाली पंप स्टोरेज परियोजनाओं को पूरा करने और उन्हें प्रचालित करने के लिए प्रयास किए जाने चाहिए। किसी विशेष दिन में पीएसपी प्रचालन **प्रदर्श 7.5** में दर्शाया गया है।

**प्रदर्श 7.5(क)**

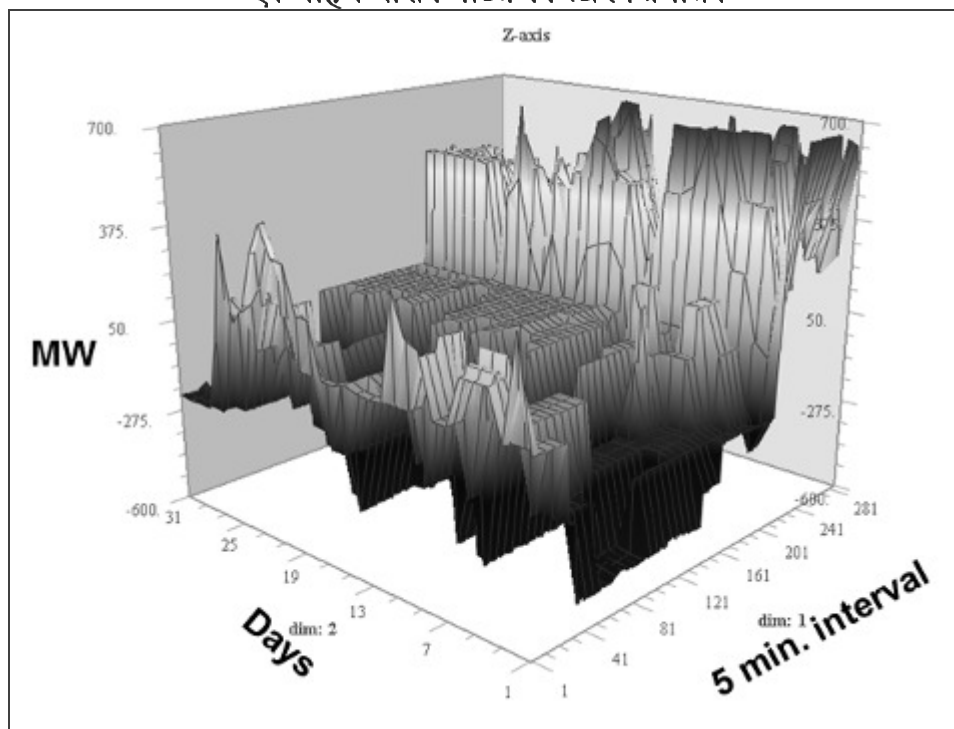


प्रदर्श 7.5(ख)



प्रदर्श 7.5(ग)

एक माह के दौरान जटिल पंप स्टोरेज प्रचालन



चूंकि पंप स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) से प्राप्त ऊर्जा इनपुट ऊर्जा की तुलना में कम होती है, अतः यह आवश्यक है कि पंप स्टोरेज प्लांटों को वाणिज्यिक रूप से व्यवहार्य बनाने के लिए उचित टैरिफ पर इनपुट के रूप में इस्तेमाल करने के लिए ऑफ-पीक पावर उपलब्ध कराई जाए। पावर एक्सचेंज में पीक और ऑफ पीक घंटों के दौरान बाजार समाशोधन मूल्य (एमसीपी) का विश्लेषण तालिका 7.7 में प्रस्तुत किया गया है।

तालिका 7.7

बाजार समाशोधन मूल्य (एमसीपी) – रूपए प्रति किलोवाट में

वर्ष	पीक (18-23 घंटे)	रात (23-06 घंटे)	दिन (11-17 घंटे)	पीक/ऑफ पीक मूल्य
	क	ख	ग	घ=क/ख
<b>2008</b>	8.27	6.10	8.20	<b>1.36</b>
<b>2009</b>	6.08	4.53	6.64	<b>1.34</b>
<b>2010</b>	4.28	2.99	3.99	<b>1.43</b>
<b>2011</b>	4.20	2.88	3.83	<b>1.46</b>
<b>2012</b>	3.93	3.17	3.75	<b>1.24</b>
<b>2013</b>	3.14	2.33	3.13	<b>1.35</b>
<b>2014</b>	4.02	2.92	3.96	<b>1.38</b>
<b>2015</b>	3.13	2.37	3.05	<b>1.32</b>
<b>2016</b>	2.68	2.24	2.68	<b>1.20</b>

स्रोत : आईईएक्स वेबसाइट

यदि कोई पीएसपी पंप एक दिन में 7 घंटे चलाया जाता है, तो यह 75% की समग्र दक्षता के साथ 5.25 घंटों के लिए विद्युत उत्पन्न कर सकता है। उपर्युक्त विश्लेषण से यह देखा जाता है कि 5.25 घंटे के लिए मूल्य पंपिंग मूल्य की तुलना में (7/5.25 ~ 1.33) गुणा है, इसका मतलब यह है कि भुगतान केवल पंप स्टोरेज की स्थायी लागत के लिए ही किया जाना है। यदि समग्र दक्षता 80% तक सुधर जाती है, तो पीक घंटों में मूल्य अंतर की आवश्यकता 25% तक घट जाती है।

बड़े पैमाने पर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) के आने के तथ्य को ध्यान में रखते हुए पंप स्टोरेज विकास को एक अलग श्रेणी के रूप में माना जाना चाहिए। पीएसपी को प्रोत्साहित करने के लिए अलग नीतिगत उपाय आवश्यक हैं। सीईए द्वारा 1987 में पंप स्टोरेज क्षमता का मूल्यांकन किया गया, तब से पर्यावरण संबंधी कानूनों और प्रौद्योगिकी में कई परिवर्तन हुए हैं, जो इनकी क्षमता का पुनर्मूल्यांकन करने की आवश्यकता को उजागर करता है।

भारत में, विद्युत ग्रिड के साथ नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को अधिक मात्रा में शामिल किए जाने से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की बड़े पैमाने पर अनिश्चितता से निपटने और नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन के एकीकरण को सीमित करने के लिए वास्तविक समय आधार पर असंतुलन प्रबंधन की वर्तमान प्रक्रिया पर्याप्त नहीं हो सकती है। नवीकरणीय विद्युत के इवैक्युएशन के लिए पारेषण कॉरीडोरों को अगले 5 वर्ष में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट विद्युत उत्पादन की योजना के लिए सुदृढ़ किया जा रहा है, अधिक पीएसपी विकसित करना अनिवार्य है और नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं को दिए जा रहे लाभ पीएसपी को भी प्रदान किए जाएं। विशेष रूप से सांद्रित हवा और सौर उत्पादन वाले क्षेत्रों में पंप स्टोरेज प्लांटों के विकास से ग्रिड की विश्वसनीयता में उल्लेखनीय सुधार होगा और यह नवीकरणीय ऊर्जा एकीकरण के लिए सर्वश्रेष्ठ भागीदार के रूप में कार्य करेगा।

यद्यपि पंप स्टोरेज जल विद्युत पावर प्लांट से होने वाले लाभ सभी को ज्ञात हैं, परंतु वर्तमान बाजार संरचना और नियामक ढांचा इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए प्रभावी साधन उपलब्ध नहीं कराते हैं। नए उत्पादन, ऊर्जा भंडारण और पारेषण के प्रभावी एकीकरण के लिए नियामक तंत्र/ बाजार प्रोत्साहनों की आवश्यकता है, अथवा ऐसे उपाय करने की आवश्यकता है, जो पीएसपी को वाणिज्यिक रूप से व्यवहारिक विकल्प बनाते हैं। नियामक आयोग पीएसपी के लिए टैरिफ में प्रोत्साहन दे सकते हैं और वित्तीय संस्थानों को पीएसपी के वित्तपोषण के लिए आकर्षक शर्तें उपलब्ध कराने पर विचार करना चाहिए।

## 7.4 वर्तमान परिदृश्य में जल विद्युत का महत्व

भारत में उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि में वर्तमान विकास प्रोफाइल और रुझानों के फलस्वरूप निम्नलिखित पहलू उत्पन्न हुए हैं :

- विभिन्न उत्पादन प्रौद्योगिकियों के बीच अव्यवस्थित 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार 3,26,832.5 मेगावाट की स्थापित क्षमता के वर्तमान पोर्टफोलियो में लगभग 66.8% की हिस्सेदारी के साथ ताप विद्युत का वर्चस्व बना हुआ है। 44,478.5 मेगावाट की स्थापित क्षमता के साथ जल विद्युत की हिस्सेदारी लगभग 13.6% है। उत्पादन परिसंपत्ति आधार में पर्याप्त विविधता को नहीं बनाए रखा गया है। ताप विद्युत परिसंपत्ति आधार की वृद्धि के अनुरूप जल विद्युत परिसंपत्तियों का विकास नहीं किया जा रहा है। यह 25 वर्ष पुराने ताप विद्युत प्लांटों की तुलना में 40 वर्ष से भी अधिक पुरानी जल विद्युत परिसंपत्तियों पर विश्वास के साथ दीर्घकालिक न्यूनतम लागत विकास पैटर्न को भी प्रभावित करता है।

- अपर्याप्त पीकिंग और शीघ्र प्रतिक्रिया क्षमता : जहां एक ओर क्षेत्रीय ग्रिडों को एकीकृत किया गया है और आवृत्ति व्यवस्थाओं को स्ट्रीमलाइन किया गया है, वहीं देश पीक घाटे को पूरा करने और त्वरित प्रक्रिया जैसी विशेषताओं वाली सक्षम परिसंपत्तियों के अभाव की समस्या से जूझ रहा है। पीक आवश्यकता को पूरा करने और वर्ष 2022 तक 175 गीगावाट के क्रम में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के कारण परिवर्तनीय स्थिति के उन्मूलन के लिए और गैस की कमी को दूर करने हेतु पीक और संतुलन आवश्यकता को प्राथमिक रूप से जल विद्युत परियोजनाओं द्वारा पूरा किया जाए।

- स्थायी रूप से कम कार्बन उत्सर्जन (विकास) : जहां एक ओर भारत कम कार्बन उत्सर्जन रणनीति पर विचार कर रहा है और मौजूदा परिसंपत्तियों के सदुपयोग के लिए ऊर्जा की दृष्टि से कुशल जीर्णोद्धार और नवीनीकरण पर सक्रिय रूप से ध्यान केंद्रित कर रहा है, वहीं दूसरी ओर जल विद्युत के विकास के जरिए हरित क्षमता अभिवृद्धि पर अधिक जोर देकर कम कार्बन उत्सर्जन रणनीति को और अधिक बढ़ावा दिया जा सकता है। इन घटकों के फलस्वरूप आर्थिक वृद्धि को बढ़ावा देने के लिए "उत्तरदायी जल विद्युत विकास" पर नए सिरे से ध्यान देने की आवश्यकता है। देश के स्थायी विकास और ऊर्जा सुरक्षा में जल विद्युत की महत्वपूर्ण भूमिका स्थायित्व, उपलब्धता और बहुनीयता जैसे घटकों पर आधारित है।

## 7.5 वर्तमान मुद्दे और चुनौतियां

जल विद्युत परियोजनाओं के विकास में बहुत सी अनिश्चितताएं निहित हैं। व्यापक तौर पर विकासकर्ताओं के समक्ष समस्याओं को समूहबद्ध किया जा सकता है, जो परियोजना स्थल, इसकी भूगर्भीय स्थिति से जुड़ी होती हैं और जो पुनर्वास और पुनर्स्थापना के मुद्दों से जुड़ी होती हैं। जटिल रूप से यह कहा जा सकता है कि जल विद्युत परियोजनाएं उच्च लागत और लंबी निर्माण अवधि वाली परियोजनाएं होती हैं और किसी भी प्रकार की अनिश्चितताओं की दृष्टि से अत्यधिक संवेदनशील होती हैं।

### 1) भूमि अधिग्रहण संबंधी मुद्दे

भूमि की उपलब्धता और अधिग्रहण महत्वपूर्ण संरचनागत मुद्दों में शामिल हैं, जो लगभग सभी अवसंरचना क्षेत्रों को प्रभावित करते हैं। जलविद्युत परियोजनाओं के लिए भूमि के अधिग्रहण में आने वाली समस्याएं निर्माण संबंधी गतिविधियों में अनावश्यक विलंब पैदा करती हैं।

### 2) पर्यावरण और वन संबंधी मुद्दे

जल विद्युत परियोजनाओं के कार्यान्वयन के लिए प्रायः वन क्षेत्र और गैर वन भूमि पर पूरक वनीकरण आवश्यक होता है। कई परियोजनाओं की प्रगति पर्यावरण और वन संबंधी पहलूओं पर विलंब और स्वीकृति न मिलने के कारण प्रभावित हुई है। जल विद्युत बांधों का निर्माण और प्रचालन प्राकृतिक नदी प्रणालियों के साथ-साथ मछली और वन्य जीव, जनसंख्या को उल्लेखनीय रूप से प्रभावित कर सकता है।

### 3) पुनर्वास और पुनर्स्थापना संबंधी मुद्दे

जल विद्युत परियोजनाओं में आवाह क्षेत्र शामिल होता है, जिसके फलस्वरूप परियोजना के आस-पास के लोगों को विस्थापित होना पड़ता है। परियोजना से प्रभावित लोगों का पुनर्वास ही एक बड़ा मुद्दा है जो स्टोरेज आधारित जल विद्युत परियोजनाओं के मामले में और अधिक गंभीर हो जाता है।

#### 4) समर्थकारी अवसंरचना

कई जल विद्युत परियोजनाएं राज्यों के ऐसे दूरस्थ क्षेत्रों में अवस्थित हैं, जहां विद्युत की पर्याप्त मांग नहीं है। इसकी वजह से विद्युत के इवैक्युएशन के लिए समर्थकारी अवसंरचना का विकास करना आवश्यक हो जाता है। 'चिकेन नेक' पूर्वोत्तर क्षेत्र से जल विद्युत के इवैक्युएशन के लिए अपेक्षित पारेषण अवसंरचना के विकास में भौगोलिक बाधाएं उत्पन्न करता है। पारेषण नेटवर्क के समन्वित विकास के लिए कुछ अन्य निश्चित चुनौतियां हैं अर्थात् अग्रिम तौर पर लाभार्थियों की पहचान करना, परियोजनाओं के भावी विकास को ध्यान में रखते हुए अतिरिक्त इवैक्युएशन क्षमता विकसित करना (विशेष रूप से वहां, जहां मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू) के मुद्दे मौजूद हैं)। इसके अलावा जल विद्युत परियोजनाओं के लिए प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) जटिल रूप से 50% से कम हैं, जिसके परिणामस्वरूप महत्वपूर्ण पारेषण क्षमता का कम उपयोग हो पाता है। इस सबके फलस्वरूप पारेषण की लागत अधिक हो जाती है।

जल विद्युत परियोजनाओं के लिए संबद्ध अवसंरचना का विकास जैसे उस क्षेत्र में सड़कों और पुलों का निर्माण भी आवश्यक होता है। ऐसी संबद्ध अवसंरचना के विकास की लागत को शामिल करने से उत्पन्न विद्युत की लागत बढ़ जाती है, जो परियोजना की व्यवहार्यता और स्थायित्व को प्रभावित करती है। स्कूलों, अस्पतालों जैसी अवसंरचना का अभाव और दुर्गम सार्इटों तक पहुंच प्रायः दुर्गम परियोजना स्थलों तक कुशल जनशक्ति के पहुंचने में बड़ी बाधा बन जाते हैं।

#### 5) कानून और व्यवस्था/स्थानीय मुद्दे

ब्लास्टिंग, मक डिस्पोजल आदि जैसे निर्माण कार्यकलापों के विरुद्ध स्थानीय लोगों द्वारा विरोध प्रदर्शन और रोजगार, अतिरिक्त क्षतिपूर्ति आदि की मांग से प्रायः कानून और व्यवस्था की समस्याएं पैदा होती हैं, जिससे परियोजना कार्य शुरू होने में विलंब होता है और कार्यों की गति प्रभावित होती है।

#### 6) तकनीकी चुनौतियां

जल विद्युत परियोजनाओं की तकनीकी आर्थिक व्यवहार्यता परियोजना स्थल की भूगर्भीय, स्थलाकृतिक, जलीय स्थिति और अभिगम्यता पर निर्भर करती है। यद्यपि अत्याधुनिक अन्वेषण और निर्माण तकनीकों को अपनाने और उनके सघन इस्तेमाल के बावजूद भी उप सतहीय भौगोलिक स्थिति के संबंध में अनिश्चितता बनी रहती है। वास्तविक निर्माण के दौरान चौंका देने वाली भूगर्भीय घटनाओं की अनदेखी नहीं की जा सकती। इस प्रकार की अनिश्चितता भरी भूगर्भीय स्थिति हिमालय के तटवर्ती क्षेत्रों में अधिक है, जहां भारत की ज्यादातर जल विद्युत क्षमता उपलब्ध है। इस प्रकार की तकनीकी चुनौतियों से निर्माण संबंधी जोखिम बढ़ जाता है।

#### 7) प्राकृतिक आपदाएं

प्राकृतिक आपदाओं जैसे अनापेक्षित वर्षा/अत्यधिक बाढ़, बादल फटने, भूकंप आदि से भी परियोजना को पूरा करने में विलंब होता है।

#### 8) अंतर्राज्यीय मुद्दे

भारत में जलविद्युत विकास की आयोजना सामान्यतया अलग-अलग परियोजनाओं के लिए तैयार की जाती है। तथापि, इस पहलू में पूरे नदी बेसिन के स्थायी विकास के लिए कई सीमाएं निहित होती हैं। अंतर्राज्यीय विवाद ऐसे अन्य पहलू हैं जो जलविद्युत परियोजनाओं के लिए एकीकृत नदी बेसिन विकास में बाधा पहुंचाते हैं। सीमावर्ती राज्यों के बीच साझा नदी प्रणालियों के साथ बड़ी संख्या में जल विद्युत परियोजनाएं अंतर्राज्यीय करारों के अभाव में और पानी साझा करने से जुड़े विवादों के कारण रूकी हुई हैं।

#### 9) जल विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ डिजाइन

जहां तक जल विद्युत प्रेषण का संबंध है, जल विद्युत परियोजना के संपूर्ण जीवन काल के लिए स्थायी टैरिफ अच्छे संकेत नहीं देता। अतः टैरिफ डिजाइन करते समय वर्तमान पूंजीगत लागत और उपयुक्त आयोग द्वारा लिए गए

निर्णय के अनुसार पावर प्लांट और इसके लाभार्थियों के बीच लाभों के विभाजन के साथ जल विद्युत ऊर्जा के मूल्य को स्पष्ट रूप से दर्शाने की आवश्यकता है।

सभी प्रकार की जल विद्युत के लिए दो भाग वाले टैरिफ की आवश्यकता है, जिसमें एक स्थायी लागत और एक परिवर्ती लागत शामिल हो। पारंपरिक रूप से जल विद्युत स्टेशनों की परिवर्ती लागत सामान्यतः शून्य मानी जाती है; इसलिए सभी जल विद्युत स्टेशनों के लिए ठीक उसी प्रकार एक हाइब्रिड टैरिफ मॉडल आवश्यक है, जो अन्य पावर स्टेशनों के लिए उपलब्ध है और जिसका टैरिफ केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (सीईआरसी) द्वारा निर्धारित किया जाता है। वर्तमान में ऐसे पावर प्लांटों के वार्षिक निर्धारित प्रभार (एएफसी) को पूरे वर्ष के लिए बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा (डीई) के बीच बाद में विनियोजित स्थायी प्रभार और ऊर्जा प्रभार के रूप में समान रूप से विभाजित किया जाता है।

डीई आंकड़े निर्भरता वर्ष के लिए 50% और 90% आधार पर 10 दिन के साथ-साथ मासिक दोनों रूप में उपलब्ध होने चाहिए और ये आंकड़े सार्वजनिक डोमेन पर भी उपलब्ध होने चाहिए। नीति के अंतर्गत किसी नदी बेसिन के आवाह क्षेत्र में अंतर्बाह्य के पूर्वानुमान और वर्षा के पूर्वानुमान के लिए अवसंरचना सृजित करने हेतु आईएमडी और सीडब्ल्यूसी के बीच समन्वय को बढ़ावा देने की आवश्यकता है।

### 10) आरंभिक चरण के दौरान ग्रिड पावर की अनुपलब्धता

निर्माण चरण के दौरान सामान्यतया निर्माण स्थल पर ग्रिड से विद्युत आपूर्ति की व्यवस्था नहीं होती है। इसलिए निर्माण के लिए विद्युत की आपूर्ति डीजी सेट के जरिए की जाती है। ऐसे दुर्गम स्थानों तक डीजल की आपूर्ति में काफी समय लगता है, जिससे कार्य शुरू करने में विलंब होता है और कार्य की प्रगति प्रभावित होती है।

### 11) संरक्षा और सुरक्षा की समस्या

देश की ज्यादातर जल विद्युत परियोजनाएं दूरस्थ और सीमावर्ती क्षेत्रों जैसे जम्मू और कश्मीर, अरुणाचल प्रदेश आदि में हैं, जहां स्थानीय लोगों से व्यवधान और सीमावर्ती क्षेत्र में सुरक्षा संबंधी जोखिमों का सामना करना पड़ रहा है।

### 7.6 जल विद्युत क्षमता बढ़ाने के लिए किए गए नीतिगत उपाय

सरकार ने जल विद्युत क्षमता का लाभ उठाने और देश में जल विद्युत के विकास को बढ़ावा देने के लिए कई नीतिगत पहलें शुरू की हैं / उपाय किए हैं। इनके विवरण नीचे दिए गए हैं:

#### 7.6.1 राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005

भारत सरकार द्वारा दिनांक 12.02.2005 को राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 अधिसूचित की गई। नीति की प्रमुख विशेषताएं निम्नवत हैं:

- नीति के अंतर्गत देश में व्यवहार्य जल विद्युत क्षमता के पूर्ण विकास पर अधिकतम जोर दिया गया है, जो राज्यों, विशेष रूप से पूर्वोत्तर राज्यों, उत्तराखंड, हिमाचल प्रदेश और जम्मू और कश्मीर के आर्थिक विकास को सुकर बनाएगा।
- चूंकि जल विद्युत परियोजनाओं के लिए तुलनात्मक रूप से अधिक पूंजी निवेश की आवश्यकता होती है, अतः लंबे समय के लिए ऋण के वित्तपोषण की सिफारिश की गई है।
- राज्य सरकारों को जल विद्युत परियोजनाओं के त्वरित कार्यान्वयन के लिए भूमि अधिग्रहण और अन्य अनुमोदन / स्वीकृतियां प्रदान करने हेतु प्रक्रिया की समीक्षा करने की सलाह दी गई है।
- एनएचपीसी, नीपको, एसजेवीएनएल, टीएचडीसी इत्यादि जैसे सीपीएसयू की सेवाएं प्रस्तावित कर जल विद्युत के विकास के लिए केंद्र सरकार द्वारा पूरी सहायता दी गई है।

#### 7.6.2 जल विद्युत नीति – 2008 : प्रमुख विशेषताएं

भारत सरकार द्वारा 31 मार्च 2008 को जल विद्युत नीति 2008 अधिसूचित की गई है। इस नीति की प्रमुख विशेषताएं नीचे दिए अनुसार हैं:

- निजी क्षेत्र के विकासकर्ताओं को साईटों के अधिनिर्णय के लिए पारदर्शी चयन मानदंड।
- बिक्री योग्य ऊर्जा के अधिकतम 40% तक व्यापारियों को बिक्री के जरिए विकासकर्ता को अपने अतिरिक्त लागत वसूल करने में सक्षम बनाती है।

- विकासकर्ता को सीओडी से 10 वर्ष के लिए प्रत्येक परियोजना प्रभावित परिवार के लिए नकद अथवा वस्तु या संयुक्त रूप से दोनों के रूप में प्रति माह 100 यूनिट विद्युत प्रदान करनी होगी।
- विकासकर्ता को परियोजना क्षेत्र के आसपास ग्रामीण विद्युतीकरण योजना के कार्यान्वयन में सहायता करनी होगी और आरजीजीवीवाई योजना के अंतर्गत राज्य सरकार की 10% हिस्सेदारी में योगदान देना होगा।
- स्थानीय क्षेत्र विकास निधि के लिए परियोजना से 1% अतिरिक्त निःशुल्क विद्युत (प्रायोजक राज्य के लिए निर्धारित 12% निःशुल्क विद्युत के अलावा) कल्याण योजनाओं के लिए नियमित रूप से राजस्व स्कीम का अतिरिक्त अवसंरचना और सामान्य सुविधाओं का सृजन।
- राज्य सरकारों को उनकी 12% निःशुल्क विद्युत हिस्सेदारी में से 1% का अंशदान करना होगा।

### 7.6.3 टैरिफ नीति, 2016 (जल विद्युत से संबंधित भाग)

- जल विद्युत परियोजनाओं को बढ़ावा देने के लिए सरकार की मंशा पर नीति के उद्देश्य में भी जोर दिया गया है- " पर्याप्त पीकिंग रिजर्व उपलब्ध कराने, विश्वसनीय ग्रिड प्रचालन और परिवर्ती नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण के लिए पीएसपी सहित जल विद्युत उत्पादन को बढ़ावा देना"।
- नवीकरणीय क्रय बाध्यता - जल विद्युत को आरपीओ (जल विद्युत को छोड़कर कुल खपत का 8%) से अलग किया गया
- संशोधित टैरिफ नीति, 2016 में अधिसूचित किए अनुसार लागत और टैरिफ व्यवस्था (जिसमें विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अंतर्गत टैरिफ का निर्धारण नियामक द्वारा करने का प्रावधान है) का विस्तार 15.08.2022 तक सार्वजनिक और निजी क्षेत्र की जल विद्युत परियोजनाओं के लिए किया गया है।
- न्यूनतम 60% क्षमता के लिए दीर्घकालिक पीपीए की निश्चितता, बकाया के लिए व्यापारियों को बिक्री - 35 वर्ष के बाद 15 वर्ष की अगली अवधि के लिए पीपीए के विस्तार हेतु प्रावधान।
- दीर्घकालिक वित्तीय लिखतों के इस्तेमाल के लिए एचईपी को प्रोत्साहित करने हेतु उपयुक्त नियामक ढांचे के लिए समर्थकारी प्रावधान- आरंभिक वर्षों में टैरिफ के बोझ को घटाने के प्रयोजन से।
- मूल्यहास - विकासकर्ता के पास सीईआरसी द्वारा निर्धारित सीमा की तुलना में मूल्यहास की कम दर वसूल करने का विकल्प होगा।

### 7.6.4 भूमि अधिग्रहण, पुनर्वास और पुनर्स्थापना अधिनियम, 2013 में निष्पक्ष क्षतिपूर्ति और पारदर्शिता का अधिकार

भारत सरकार द्वारा भूमि अधिग्रहण, पुनर्वास और पुनर्स्थापना अधिनियम, 2013 में निष्पक्ष क्षतिपूर्ति और पारदर्शिता का अधिकार दिनांक 27.09.2013 को अधिसूचित किया गया है, जिसमें भूमि अधिग्रहण और पुनर्वास एवं पुनर्स्थापना के संदर्भ में स्थानीय लोगों की अधिक भागीदारी का प्रावधान किया गया है। अधिनियम के मुख्य उद्देश्य नीचे दिए अनुसार हैं:

- भूमि के स्वामियों और अन्य प्रभावित परिवारों के लिए न्यूनतम व्यवधान के साथ भूमि अधिग्रहण के लिए एक मानवीय, प्रतिभागी, सूचनाप्रद और पारदर्शी प्रक्रिया सुनिश्चित करना।
- प्रभावित परिवारों, जिनकी भूमि अधिग्रहीत की गई है या अधिग्रहीत किए जाने का प्रस्ताव है या जो ऐसे अधिग्रहण से प्रभावित होते हैं, को उचित और निष्पक्ष क्षतिपूर्ति प्रदान करना।
- ऐसे प्रभावित व्यक्तियों के लिए उनके पुनर्वास और पुनर्स्थापना हेतु पर्याप्त प्रावधान करना।
- यह सुनिश्चित करना कि प्रभावित व्यक्ति विकास में भागीदार बने, जिसके फलस्वरूप अधिग्रहण के पश्चात उनकी सामाजिक और आर्थिक स्थिति में सुधार हो।

### 7.6.5 जल विद्युत क्षमता में वृद्धि के लिए किए गए अन्य उपाय

- अध्ययन और अण्वेषण से जुड़े कार्यकलापों की तेजी से ट्रेकिंग और गुणवत्ता युक्त डीपीआर तैयार करने के लिए एक परामर्शी प्रक्रिया विकसित की गई है, जिसमें मूल्यांकनकर्ता एजेंसियां विकासकर्ता को विभिन्न जांच करने और परियोजना ले आउट को सुदृढ़ करने आदि में सलाह देती हैं।
- डीपीआर की जांच के लिए सीईए ने समयबद्ध मूल्यांकन शर्तें तैयार की गई हैं।

- कई परियोजनाओं को प्राथमिकता दी गई है, जिनकी निगरानी भारत सरकार द्वारा उच्च स्तरों पर नियमित रूप से की जा रही है, जिससे कि उनके कार्यान्वयन में तेजी लाई जा सके।
- केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) प्रायः स्थल दौरों, विकासकर्ताओं के साथ बातचीत और मासिक प्रगति रिपोर्टों के जटिल अध्ययन के जरिए प्रत्येक परियोजना की प्रगति की नियमित रूप से निगरानी कर रहा है।
- जल विद्युत परियोजनाओं की प्रगति की निगरानी और स्वतंत्र रूप से अनुवर्ती कार्रवाई के लिए विद्युत मंत्रालय द्वारा एक विद्युत परियोजना निगरानी पैनल (पीपीएमपी) का गठन किया गया है।
- जटिल मुद्दों का समाधान करने के लिए उपस्कर विनिर्माताओं, राज्य की विद्युत कंपनियों / सीपीएसयू / परियोजना विकासकर्ताओं आदि के साथ विद्युत मंत्रालय / सीईए द्वारा नियमित रूप से समीक्षा बैठकें आयोजित की जाती हैं।
- अवसंरचना संबंधी मुद्दों का समाधान करने के लिए बॉर्डर सड़क संगठन, सड़क परिवहन और राजमार्ग मंत्रालय आदि के साथ एमओपी / सीईए द्वारा समीक्षा बैठकें की जाती हैं।

### 7.7. निष्कर्ष

- ज्यादातर जल विद्युत परियोजनाओं/सुविधाओं के पास निवल लोड की परिवर्ती स्थिति और अनिश्चितता से निपटने और उनका प्रबंधन करने की क्षमता मौजूद है। सौर और पवन ऊर्जा पर अधिक ध्यान दिए जाने के तथ्य को ध्यान में रखते हुए जल विद्युत प्लांट ग्रिड को तुलनात्मक रूप से अधिक मूल्यवर्धित सेवा प्रदान करने में सक्षम होंगे बजाय जिसके ऐतिहासिक रूप से उन्हें इस्तेमाल किया गया है।
- पीक और ऑफ पीक पावर के लिए अलग-अलग टैरिफ का कार्यान्वयन कर ग्रिड संतुलन के लिए जल विद्युत प्लांटों को क्षतिपूर्ति करने पर विचार किया जाएगा। पंप स्टोरेज प्लांटों को अपने प्रचालन के लिए प्रोत्साहन प्रदान कर पंप मोड में प्रचालित करने के लिए प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।
- टैरिफ के निर्धारण के लिए जल विद्युत परियोजना की लागत से अवसंरचना लागत को हटाया जाए। चूंकि उत्पादन संसाधनों, जो प्रणाली को लचीलापन प्रदान कर सकते हैं, की आवश्यकता परिवर्ती नवीकरणीय स्रोतों पर तुलनात्मक रूप से और आनुपातिक रूप से अधिक ध्यान देने के साथ बढ़ जाते हैं, अतः जल विद्युत और पंप स्टोरेज प्लांट का महत्व अधिक उल्लेखनीय हो जाएगा।
- वर्तमान में भारत सरकार द्वारा अनुदान / सहायता/सब्सिडी के रूप में केंद्रीय वित्तीय सहायता / समर्थन 25 मेगावाट क्षमता वाली नवीकरणीय लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रदान की जा रही है। इस वित्तीय सहायता और समर्थन का विस्तार सभी प्रकार की जल विद्युत परियोजनाओं (आकार और क्षमता की परवाह किए बिना) के लिए किए जाने से देश में जल विद्युत के विकास को बढ़ावा मिलने की संभावना है।

## अध्याय 8

### गैस आधारित पावर प्लांट

#### 8.0 प्रस्तावना

प्राकृतिक गैस कोयला अथवा ऑयल की तुलना में प्रति जूल कार्बन डाइऑक्साइड के कम उत्सर्जन वाले सबसे स्वच्छ ईंधनों में से एक है और अन्य हाइड्रोकार्बन ईंधनों की तुलना में इसमें प्रदूषक तत्व कम होते हैं। इसलिए प्राकृतिक गैस पर्यावरण की दृष्टि से इसमें अंतर्निहित विशेषताओं, इसकी प्रकृति, परिवहन की सहूलियत, इस्तेमाल की सहूलियत, बेहतर दक्षता और लागत प्रभावशीलता के कारण सबसे अधिक वरीयता प्राप्त ईंधन के रूप में उभरकर सामने आयी है। देश में प्राकृतिक गैस उद्योग का विकास असम तथा गुजरात में गैस क्षेत्रों की खोज के साथ 1960 के दशक में शुरू हुआ। 1970 में ओएनजीसी द्वारा दक्षिण बेसिन क्षेत्रों की खोज के बाद प्राकृतिक गैस का महत्व बढ़ा। भारत में प्राकृतिक गैस का पता लगाने (एक्सप्लोरेशन) के लिए गतिविधियों का संचालन नामांकन व्यवस्था के अंतर्गत केवल राष्ट्रीय तेल कंपनियों (ओएनजीसी और ओआईएल) द्वारा ही किया गया। बाद में प्री-एनईएलपी (नई एक्सप्लोरेशन लाइसेंसिंग नीति) व्यवस्था के अंतर्गत राष्ट्रीय तेल कंपनियों (एनओसी) के साथ संयुक्त उद्यम बनाकर निजी कंपनियों को भी एक्सप्लोरेशन के क्षेत्र में काम करने की अनुमति दी गई। तत्पश्चात चालू एनईएलपी व्यवस्था के अंतर्गत एक्सप्लोरेशन के क्षेत्र में 100% विदेशी भागीदारी के लिए अनुमति दी गई। बाद में गुजरात, कृष्णा, गोदावरी (केजी) बेसिन, कावेरी बेसिन, त्रिपुरा, असम आदि में खोज की गई। एक समान लाइसेंसिंग प्रणाली के लिए मार्च 2016 में हाइड्रोकार्बन एक्सप्लोरेशन और लाइसेंसिंग नीति (एचईएलपी) लागू की गई, जिससे कि ऑयल, गैस, कोल बेड, मीथेन आदि जैसे सभी हाइड्रोकार्बनों को ओपेन एक्रिएज नीति के साथ संबद्ध एक एकल लाइसेंसिंग फ्रेमवर्क के अंतर्गत लाया जा सके।

वैश्विक स्तर पर पिछले दो दशकों में प्राकृतिक गैस की मांग बहुत तेजी से बढ़ी है। भारत में प्राकृतिक गैस क्षेत्र का महत्व, विशेष रूप से पिछले दशक के दौरान बहुत अधिक बढ़ा है। तथापि, गैस की मांग के अनुरूप इसकी आपूर्ति गति नहीं पकड़ रही है। उर्वरक प्लांटों, विद्युत प्लांटों और पेट्रो रसायन परिसरों के लिए प्राकृतिक गैस की कमी है। अपने प्रचालनों के पैमाने, नीतगत हस्तक्षेप और सामाजिक प्रभाव के कारण विद्युत तथा उर्वरक उद्योग प्राकृतिक गैस के लिए प्रमुख मांग चालकों के रूप में उभरकर सामने आए हैं। भारत जैसे कृषि प्रधान देश में उर्वरकों के उत्पादन को वरीयता दी जाती रही है।

#### 8.1 पृष्ठभूमि

भारत में घरेलू स्रोतों से उत्पादित प्राकृतिक गैस भारत सरकार द्वारा समय-समय पर जारी नीतिगत दिशानिर्देशों के अनुसार विभिन्न क्षेत्रों को आवंटित की जा रही है। आयातित गैस के मामले में विपणनकर्ता, रि-गैसिफाईड लिक्विड नेचुरल गैस (आरएलएनजी) का आयात करने और उपभोक्ताओं को आरएलएनजी की बिक्री करने के लिए स्वतंत्र हैं। भारत में गैस आधारित उत्पादन को उस समय बल मिला, जब भारत के पश्चिमी तट में गैस की खोज के बाद अस्सी के दशक में गैस अथॉरिटी ऑफ इंडिया लिमिटेड (गेल) द्वारा एचवीजे (हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर) गैस पाइपलाइन की स्थापना की गई। इसे परिणामस्वरूप भारत के पश्चिमी और उत्तरी भाग में एचवीजे पाइपलाइन के साथ-साथ बहुत से गैस आधारित संयुक्त चक्र गैस टर्बाइनों (सीसीजीटी) की स्थापना हुई। इससे पहले पूर्वोत्तर क्षेत्र में गैस आधारित उत्पादन बहुत ही कम मात्रा में होता था। प्रमुख एचवीजे ट्रंक पाइपलाइन के अलावा कुछ गैस आधारित विद्युत उत्पादन क्षमताओं के विकास में केजी बेसिन और कावेरी बेसिन जैसी कुछ क्षेत्रीय गैस ग्रिडों ने भी सहयोग दिया। पृथक क्षेत्र मुख्य रूप से राजस्थान, तमिलनाडु और पूर्वोत्तर क्षेत्रों में अवस्थित हैं।

नई एक्सप्लोरेशन लाइसेंसिंग नीति (एनईएलपी) के साथ भारत में गैस एक्सप्लोरेशन के कार्य को गति मिली और वर्ष 2002 में रिलायंस इंडस्ट्रीज लिमिटेड द्वारा कृष्णा गोदावरी धीरुभाई 6 (केजीडी6) क्षेत्र में गैस की खोज को देश में गैस उत्पादन के लिए टर्निंग प्वाइंट माना गया। रिलायंस गैस इंफ्रास्ट्रक्चर इंडिया लिमिटेड द्वारा पूर्व पश्चिम पाइपलाइन स्थापना के साथ केजीडी6 से प्राप्त गैस को वर्ष 2009 के पूर्वार्ध में प्रणाली में इनफ्यूज किया गया।

केजीडी6 क्षेत्र से उत्पादन शुरू होने से और इस क्षेत्र से उत्पादन की मात्रा में उल्लेखनीय वृद्धि होने की संभावना के चलते देश में बहुत से गैस आधारित पावर प्लांटों का कार्यान्वयन शुरू किया गया, जबकि उनके लिए गैस का आवंटन सुनिश्चित नहीं था। वर्ष 2009 के अंत तक केजीडी6 क्षेत्रों से गैस का पीक प्रवाह लगभग 80 एमएमएससीएमडी के आसपास होने और तत्पश्चात आगे आने वाले वर्षों में इसके और बढ़ने की उम्मीद थी। केजीडी6 क्षेत्रों से उत्पादन शुरू होने से पहले गैस आधारित पावर प्लांट नामित क्षेत्रों से प्रशासनिक मूल्य तंत्र (एपीएम)/नॉन-एपीएम/पन्ना-मुक्ता-तापी-रावा बेसिन से आवंटित गैस के साथ प्राथमिक रूप से प्रचालित हो रहे थे, परंतु इनसे की जाने वाली आपूर्ति उनकी आवश्यकता की तुलना

में कम थी। जब वर्ष 2009 में केजीडी6 से गैस का उत्पादन शुरू होने वाला था, उस समय नए एक्सप्लोरेशन और लाइसेंसिंग कार्यक्रम (एनईएलपी) के अंतर्गत प्राकृतिक गैस के मूल्य निर्धारण और सदुपयोग पर मंत्रियों के अधिकार प्राप्त समूह (ईजीओएम) ने मई 2008 और अक्टूबर 2009 में केजीडी6 क्षेत्रों से 63.17 एमएमएससीएमडी गैस का आवंटन विद्युत क्षेत्र के लिए निर्धारित किया।

ईजीओएम ने अपनी दिनांक 23 अगस्त, 2013 को आयोजित बैठक में निश्चय किया कि वर्ष 2013-14, 2014-15 और 2015-16 के दौरान उर्वरक क्षेत्र को 31.5 एमएमएससीएमडी के आपूर्ति स्तर को पूरा करने के बाद उपलब्ध पूरी अतिरिक्त एनईएलपी गैस की आपूर्ति विद्युत क्षेत्र को की जाए।

केजीडी6 क्षेत्र से गैस की आपूर्ति वर्ष 2009-10 में 39.67 एमएमएससीएमडी के साथ शुरू की गई और वर्ष 2010-11 में यह 55.35 एमएमएससीएमडी के शिखर तक पहुंच गई। इसके पश्चात केजीडी6 से गैस की आपूर्ति में धीरे-धीरे कमी होने लगी और यह वर्ष 2011-12 में घटकर 42.33 एमएमएससीएमडी, वर्ष 2012-13 में 25.74 एमएमएससीएमडी और जून 2013 में केवल 14 एमएमएससीएमडी हो गई। पूर्वानुमान के विपरीत केजीडी6 से गैस के उत्पादन में उत्तरोत्तर कमी होने से देश में गैस आधारित क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम बुरी तरह प्रभावित हुआ। जब मार्च 2013 में केजीडी6 क्षेत्र से गैस का उत्पादन घटकर 16 एमएमएससीएमडी हो गया, तो विद्युत क्षेत्र के लिए आपूर्ति घटकर शून्य हो गई।

नीचे दी गई तालिका 8.1 में वर्ष 2009-10 से शुरू होकर विभिन्न वर्षों में सभी क्षेत्रों को केजीडी6 क्षेत्र से गैस की उपलब्धता दर्शाई गई है:

**तालिका 8.1**  
**सभी क्षेत्रों को केजी-डी6 क्षेत्र से गैस की उपलब्धता**

वर्ष	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13
एमएमएससीएमडी में आपूर्ति	39.67	55.35	42.33	25.74

## 8.2 वर्तमान स्थिति

31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार 3,26,833 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता में से गैस आधारित पावर प्लांटों की क्षमता 25,330 मेगावाट (लगभग 7.75%) है। तथापि, 24,037 मेगावाट क्षमता की निगरानी सीईए द्वारा की जा रही है। निगरानी की गई कुल क्षमता में से 21,048 मेगावाट की क्षमता मुख्य पाईपलाइनों/ गैस ग्रिड से जुड़ी हुई है और 2989 मेगावाट की कुल क्षमता पृथक गैस क्षेत्रों से जुड़ी हैं। 21,048 मेगावाट की ग्रिड संबद्ध गैस आधारित क्षमता में से 8042 मेगावाट की क्षमता प्राथमिक रूप से एपीएम गैस आधारित है और 6,897 मेगावाट क्षमता प्राथमिक रूप से केजीडी6 गैस आधारित है। इसके अलावा 6,110 मेगावाट क्षमता की स्थापना किसी गैस के आवंटन के बिना की गई है। इसके अलावा 406 मेगावाट क्षमता निर्माणाधीन है और इसके वर्ष 2021-22 तक स्थापित होने की उम्मीद है।

90% के प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) पर 24,037 मेगावाट की मौजूदा गैस आधारित क्षमता के प्रचालन के लिए सामान्यतया लगभग 117 एमएमएससीएमडी गैस आवश्यक हैं, तथापि विद्युत परियोजनाओं को आवंटित कुल घरेलू गैस 87.05 एमएमएससीएमडी है तथा वर्ष 2016-17 के दौरान इन गैस आधारित पावर प्लांटों को औसतन केवल 29.59 एमएमएससीएमडी गैस की ही आपूर्ति की गई। वर्ष 2016-17 के दौरान गैस ग्रिड से जुड़ी क्षमता को 20.22 एमएमएससीएमडी गैस प्राप्त हुई थी और इससे केवल 19% के औसत पीएलएफ का लक्ष्य ही हासिल किया जा सका और पृथक स्थिर गैस क्षेत्र से जुड़ी गैस आधारित क्षमता के लिए महज 9.37 एमएमएससीएमडी गैस प्राप्त हुई, जिससे 50.43 % का पीएलएफ ही प्राप्त किया जा सका। इस प्रकार वर्ष 2016-17 के दौरान देश में गैस आधारित उत्पादन क्षमता का औसत प्लांट लोड फैक्टर लगभग 22.86% रहा।

वर्ष 2016-17 के लिए गैस आपूर्ति की स्थिति के साथ गैस आधारित क्षमता के विवरण अनुबंध 8.1 में दिए गए हैं। पिछले कुछ वर्षों के दौरान गैस आधारित पावर प्लांटों को प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तालिका 8.2 में दर्शाई गई है।

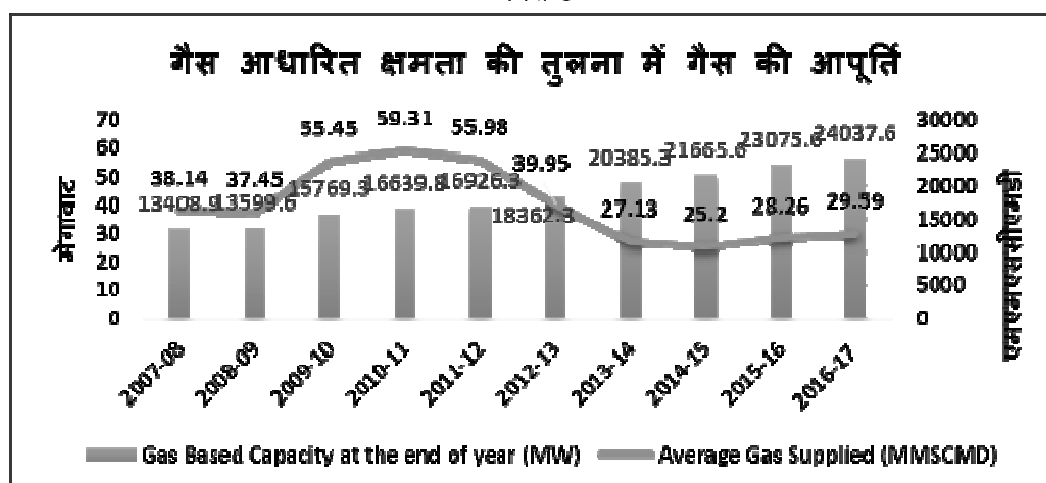
तालिका 8.2  
औसत गैस आपूर्ति और कमी

क्र.	वर्ष	वर्ष के अंत में गैस आधारित क्षमता (मेगावाट)	आवश्यक गैस * (एमएमएससीएमडी)	औसत गैस आपूर्ति (एमएमएससीएमडी)	कमी (एमएमएससीएमडी)
1	2	3	4	5	(6)=(4)-(5)
1	2007-08	13408.92	65.67	38.14	27.53
2	2008-09	13599.62	66.61	37.45	29.16
3	2009-10	15769.27	78.09	55.45	22.64
4	2010-11	16639.77	81.42	59.31	22.11
5	2011-12	16926.27	81.78	55.98	25.80
6	2012-13	18362.27	90.70	39.95	50.75
7	2013-14	20385.27	97.90	27.13	70.77
8	2014-15	21665.57	104.00	25.20	78.80
9	2015-16	23075.57	113.63	28.26	85.37
10	2016-17	24037.57	117.45	29.59	87.86

\*90% पीएलएफ पर गैस की सामान्य आवश्यकता।

पिछले कुछ वर्षों के दौरान गैस आधारित पावर प्लांटों को गैस की आपूर्ति प्रदर्श 8.1 में दर्शाई गई हैं।

प्रदर्श 8.1

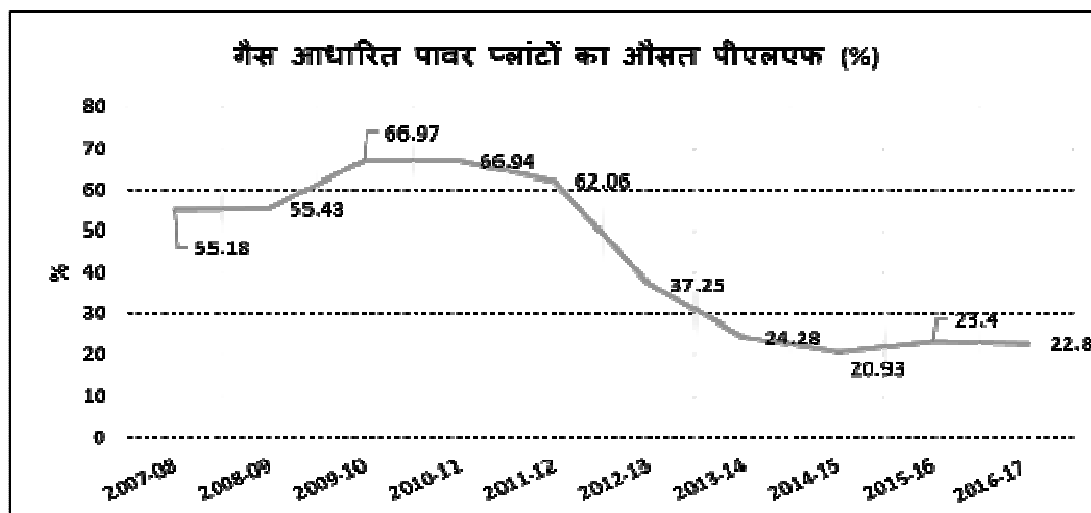


जैसा कि प्रदर्श 8.1 से देखा जा सकता है कि वर्ष 2010-11 के दौरान गैस आधारित पावर प्लांटों को घरेलू गैस की आपूर्ति 59.31 एमएमएससीएमडी के साथ शिखर पर पहुंच गई थी, इसके पश्चात गैस की आपूर्ति में आशातीत कमी के कारण गैस आधारित विद्युत प्लांटों के लिए गैस की आपूर्ति बहुत तेजी से घटी थी। वर्ष 2016-17 के दौरान गैस आधारित पावर प्लांटों को केवल 29.59 एमएमएससीएमडी गैस की ही आपूर्ति की गई, जो यहां तक कि वर्ष 2007-08 के दौरान आपूर्ति की गई गैस की तुलना में कम है।

पिछले कुछ वर्षों के दौरान गैस आधारित क्षमता का औसत पीएलएफ प्रदर्श 8.2 में दर्शाया गया है। प्रदर्श 8.2 से यह देखा जा सकता है कि वर्ष 2007-08 के दौरान गैस आधारित क्षमता का औसत पीएलएफ लगभग 55% था और वर्ष 2009-10

के दौरान यह बढ़कर 67% हो गया था, इसके पश्चात औसत पीएलएफ में कमी होना शुरू हो गया और वर्ष 2016-17 (अप्रैल-दिसंबर 2016) के लिए औसत पीएलएफ घटकर केवल 22% हो गई।

प्रदर्श 8.2

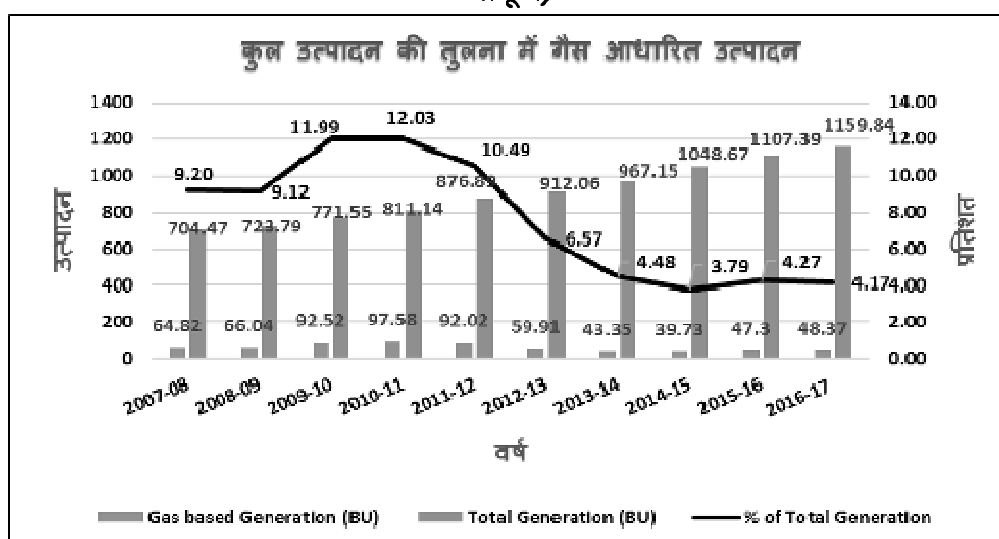


वर्ष 2007-08 से 2016-17 के दौरान कुल उत्पादन में गैस आधारित विद्युत उत्पादन की हिस्सेदारी प्रदर्श 8.3 में दर्शाई गई है।

प्रदर्श 8.3

(सभी आंकड़े)

बीयू में)



### 8.3 गैस आधारित पावर प्लांटों के लाभ

प्राकृतिक गैस आधारित विद्युत उत्पादन के अन्य पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों की तुलना में कई लाभ हैं। ये लाभ मुख्य रूप से पर्यावरण पर इसके तुलनात्मक रूप से कम प्रतिकूल प्रभाव और बेहतर मितव्ययिता से संबंधित हैं। तथापि इन लाभों के बावजूद भी भारत में घरेलू गैस की कमी के कारण भारत का ऊर्जा मिश्रित परिदृश्य अन्य देशों की तुलना में कोयले पर अधिक आधारित है और विश्व स्तर पर 22%<sup>1</sup> की तुलना में भारत में गैस आधारित विद्युत उत्पादन की हिस्सेदारी महज 8% है।

<sup>1</sup> विश्व बैंक – विश्व विकास संसूचक डेटा

गैस आधारित पावर प्लांटों के लिए समान क्षमता वाले कोयला आधारित पावर प्लांटों की तुलना में उल्लेखनीय रूप से कम भूमि और जल आवश्यक होता है। इसके अलावा शीघ्र रैंपिंग विशेषता के साथ गैस आधारित पावर प्लांट नवीकरणीय संतुलन विद्युत आवश्यकताओं को पूरा करने में भी सहायक सिद्ध हो सकते हैं। भारत की नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन क्षमता को तेजी से बढ़ाने की महत्वाकांक्षा के संदर्भ में इसका महत्व विशेष रूप से और बढ़ जाता है। इसके अलावा गैस आधारित क्षमता पीक घंटों के दौरान विद्युत की कमी को पूरा करने के लिए डीजल जेनरेटर आदि के इस्तेमाल जैसे वैकल्पिक उत्पादन साधनों की आवश्यकता को भी न्यूनतम करती है, जो न केवल तुलनात्मक रूप से अधिक महंगी हैं, बल्कि वे पर्यावरण को भी अधिक मात्रा में प्रभावित करते हैं। यह भी नोट किया जाए कि गैस आधारित विद्युत उत्पादन से कार्बन उत्सर्जन भी घटता है, क्योंकि डीजल अथवा कोयला आधारित उत्पादन की तुलना में गैस आधारित विद्युत उत्पादन से कार्बन उत्सर्जन कम होता है। इसके विवरण तालिका 8.3 में दर्शाए गए हैं।

**तालिका 8.3**

**विभिन्न ईंधनों से CO<sub>2</sub> का उत्सर्जन**

प्लांट के विवरण	गैस आधारित	कोयला आधारित	डीजल आधारित
क्षमता (मेगावाट)	1000	1000	1000
सकल स्टेशन ऊष्मा दर (केसीएएल/किलोवाट घंटा)	1850	2350	1975
अनुषंगी विद्युत खपत (%)	3%	8.5%	3.5%
निबल स्टेशन ऊष्मा दर (केसीएएल/किलोवाट घंटा)	1900	2568	2047
ईंधन उत्सर्जन घटक (जी CO <sub>2</sub> /केजे)	49.4	99.6	69
विशिष्ट CO <sub>2</sub> उत्सर्जन (टी CO <sub>2</sub> /मेगावाट घंटा)	0.30	0.98	0.59

तथापि घरेलू स्तर पर गैस की भारी कमी और आयातित प्राकृतिक गैस के तुलनात्मक रूप से अधिक मूल्य के कारण गैस आधारित पावर प्लांट अपेक्षित क्षमता के साथ प्रचालित होने की स्थिति में नहीं है।

#### 8.4 वर्ष 2017-22 के दौरान क्षमता अभिवृद्धि और गैस की आवश्यकता

गैस की कमी को ध्यान में रखते हुए विद्युत मंत्रालय ने मार्च, 2012 में विकासकर्ताओं के लिए एक परामर्शी निदेश (एडवायजरी) जारी की थी, जिसमें यह सुझाव दिया गया था कि वर्ष 2015-16 तक घरेलू गैस पर आधारित विद्युत परियोजनाओं की योजना न बनाई जाए, क्योंकि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा वर्ष 2014-15 और 2015-16 के लिए लगाए गए पूर्वानुमान किसी नई क्षमता को सहायता प्रदान नहीं कर सकते हैं।

घरेलू गैस की उपलब्धता में अनिश्चितता के कारण यद्यपि लगभग 3500 मेगावाट की क्षमता निर्माण के उन्नत चरण पर थी, परंतु वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान केवल 406 मेगावाट की क्षमता के ही स्थापित होने की संभावना है।

#### 8.5 पीकिंग प्लांट के रूप में गैस आधारित पावर प्लांट

भारत सरकार ने वर्ष 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से वृहद क्षमता अभिवृद्धि के लिए एक कार्यक्रम तैयार किया है। मार्च 2022 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से कुल 175 गीगावाट की क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य निर्धारित किया गया है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन को अनिवार्य रूप से संचालित उत्पादन माना जाएगा। अतः किसी भी स्थिति में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन के आमेलन के बाद निबल प्रणाली मांग (अर्थात् निबल मांग = कुल मांग – नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन) को पारंपरिक उत्पादन स्रोतों से पूरा करने की आवश्यकता है। सौर उत्पादन दिन के समय तब अधिकतम होता है, जब मांग तुलनात्मक रूप से कम होती है और शाम के समय जब पीक घंटों में मांग अधिक होती है, तो इससे उत्पादन 'शून्य' हो जाता है। इससे निबल मांग वक्र तीव्र ढलाव वाला हो जाएगा और इसकी भरपाई के लिए पारंपरिक स्रोतों से उत्पादन आवश्यक होगा, जो बहुत तेजी से रैंप अप हो सकता है। इसके लिए समर्पित पीकिंग प्लांट आवश्यक हैं।

इसके अलावा, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उल्लेखनीय मात्रा में क्षमता के ग्रिड में इंफ्यूजन के लिए भी पर्याप्त मात्रा में संतुलन विद्युत की उपलब्धता सुनिश्चित करना आवश्यक होगा, जिससे कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन के साथ जुड़ी अनिश्चितता और परिवर्तनीयता से निपटा जा सके। ग्रिड की संतुलन आवश्यकता के साथ-साथ रैंपिंग आवश्यकता को

वरीयता क्रम में जल विद्युत प्लांटों, पंप स्टोरेज प्लांटों और ओपन साइकल गैस टर्बाइन प्लांटों के पश्चात क्लोज्ड साइकल गैस टर्बाइन प्लांटों से पूरा किया जा सकता है। वर्तमान में 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार **44,478.42** मेगावाट की कुल जलविद्युत क्षमता में से **25,727.75** मेगावाट क्षमता पंप स्टोरेज प्रकार की, **3611.67** मेगावाट क्षमता रन ऑफ द रिवर प्रकार की और **15,139** मेगावाट पांडेज के साथ रन ऑफ द रिवर प्रकार की है। सिंचाई की आवश्यकता, मॉनसून की विफलता आदि जैसे कारक जल विद्युत की उपलब्धता को सीमित कर देते हैं। इसके अलावा विभिन्न कारणों जैसे- पर्यावरणीय और वन संबंधी स्वीकृतियों में विलंब, पुनर्वास और पुनर्स्थापना (आर एंड आर) की समस्याएं आदि से जल विद्युत प्लांटों की क्षमता अभिवृद्धि बहुत ही सीमित गति से स्थापित हो रही है। पर्याप्त मात्रा में पंप स्टोरेज प्लांट भी उपलब्ध नहीं हैं। इसलिए संतुलन विद्युत के लिए गैस आधारित प्लांटों का सदुपयोग किया जाना चाहिए। गैस आधारित प्लांट मुख्य रूप से दो प्रकार के होते हैं, अर्थात् ओपन साइकल गैस प्लांट और कंबाईंड साइकिल गैस प्लांट। ग्रिड की संतुलन और रैंपिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए ओपन साइकिल गैस प्लांट बहुत ही उपयुक्त होते हैं क्योंकि इन्हें चालू और बंद करने में बहुत ही कम समय लगता है। परंतु ओपन साइकिल गैस प्लांट बंद साइकिल गैस प्लांट की तुलना में कम कुशल होते हैं। वर्तमान में 24,037 मेगावाट की कुल निगरानी वाली गैस आधारित क्षमता में से केवल 350 मेगावाट क्षमता ही ओपन साइकिल गैस प्लांट से प्राप्त होती है और बकाया क्षमता बंद साइकिल गैस प्लांटों से प्राप्त होती है। तथापि, नए गैस आधारित कंबाईंड साइकिल गैस पावर प्लांट तुलनात्मक रूप से अधिक कुशल हैं और वे चालू होते ही पूरे लोड तक शीघ्र ही पहुंच जाते हैं। इनका कुल स्टार्ट अप समय महज 30 मिनट (चालू होने के बाद से) और शट डाउन का समय 30 मिनट है। ये सिंगल शाफ्ट मशीनों के रूप में होते हैं और 20% के न्यूनतम लोड पर इन्हें प्रचालित किया जा सकता है। इसलिए ये नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की अनिश्चितता एवं परिवर्तनीयता की समस्याओं से निपटने के लिए सर्वाधिक उपयुक्त हैं।

वर्तमान में गैस आधारित पावर प्लांटों के लिए घरेलू गैस की भारी कमी है। वर्ष 2016-17 के दौरान गैस आधारित पावर प्लांटों का प्रचालन लगभग 22.86% के पीएलएफ पर किया गया। 85% के पीएलएफ पर गैस आधारित पावर प्लांटों को संचालित करने के लिए सामान्य रूप से लगभग 110 एमएमएससीएमडी गैस की आवश्यकता होगी। यह वर्तमान में 29.88 एमएमएससीएमडी की उपलब्धता की तुलना में बहुत अधिक है। संतुलन विद्युत और रैंपिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए शाम के समय गैस आधारित प्लांटों की भूमिका भारतीय ग्रिड के लिए महत्वपूर्ण है।

अधिकतम उपयोग सुनिश्चित करने के लिए किए गए अध्ययनों से पता चला कि वर्ष 2021-22 तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय क्षमता के एकीकरण और प्रणाली की पीकिंग और रैंपिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए वर्ष 2021-22 के दौरान गैस आधारित क्षमता का पीएलएफ वर्तमान में लगभग 22% की तुलना में लगभग 37% होने की संभावना है। इसके लिए गैस की आवश्यकता लगभग 45.27 एमएमएससीएमडी के क्रम में है। अध्ययनों से यह पाया गया है कि गैस आधारित क्षमताओं का अधिकतम सदुपयोग पीक और रैंपिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए पीक घंटों के दौरान किया जाता है। वास्तविक रूप से गैस की आवश्यकता निम्नलिखित में से किसी अथवा सभी स्थितियों में काफी घट सकती है :

- पीकिंग और रैंपिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए पीक घंटों के दौरान घरेलू गैस का अधिकतम सदुपयोग।
- जल विद्युत प्लांटों की पूरी पीकिंग क्षमता का सदुपयोग।
- कुछ कोयला आधारित थर्मल पावर प्लांटों का दो शिफ्ट में प्रचालन।

ग्रिड की स्थिरता और इसमें निहित वाणिज्यिक मुद्दों को ध्यान में रखते हुए उपर्युक्त के कार्यान्वयन की पद्धतियों का पता लगाने के लिए प्रयास किए जाने चाहिए।

### 8.6 गैस की कमी को दूर करने के लिए सरकार द्वारा उठाए गए कदम

भारत सरकार ने गैस की आपूर्ति को सुदृढ़ करने और घरेलू बाजार के लिए मांग और आपूर्ति के बीच अंतर को दूर करने हेतु एक बहु आयामी रणनीति अपनाई है। इसमें निम्नलिखित कदम शामिल हैं :-

- हाइड्रोकार्बन की खोज के शीघ्र मुद्रीकरण के लिए विकास एवं उत्पादन चरण पर छूट प्रदान करने, विस्तार और वर्गीकरण के लिए नीति।
- खोजे गए लघु क्षेत्र के लिए नीति

- मार्च 2016 में हाइड्रोकार्बन एक्सप्लोरेशन और लाइसेंसिंग नीति (एचईएलपी) नीति तैयार करना।

इस नीति के चार मुख्य चरण निम्नानुसार हैं :

क) सभी प्रकार के हाइड्रोकार्बन का पता लगाने और उत्पादन के लिए एक समान लाइसेंस। एक समान लाइसेंस सीबीएम, शेल गैस / ऑयल, टाईट गैस और गैस हाइड्रेट सहित पारंपरिक के साथ गैर पारंपरिक और गैस संसाधनों का एकल लाइसेंस के अंतर्गत पता लगाने में संविदाकार को सक्षम बनाएगा। ओपन एंक्रिएज नीति की संकल्पना ई एंड पी कंपनियों को निर्धारित क्षेत्र से ब्लॉकों के चयन में सक्षम बनाएगी।

ख) ओपन एंक्रिएज नीति,

ग) प्रशासनिक दृष्टि से सरल राजस्व साझाकरण मॉडल और

घ) उत्पादित कूड ऑयल तथा प्राकृतिक गैस के लिए विपणन और मूल्य निर्धारण की स्वतंत्रता

इस निर्णय से घरेलू स्तर पर ऑयल और गैस का उत्पादन बढ़ेगा, इस क्षेत्र में उल्लेखनीय निवेश आकर्षित होगा और बड़े पैमाने पर रोजगार सृजित होंगे। इस नीति का उद्देश्य पारदर्शिता बढ़ाना और प्रशासनिक विवेकाधिकार को कम करना भी है।

- गहरे जल और अत्यधिक गहरे जल क्षेत्रों से उत्पादित गैस के लिए विपणन की स्वतंत्रता हेतु नीति।
- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय नई एक्सप्लोरेशन लाइसेंसिंग नीति (एनईएलपी) के अंतर्गत देश के विभिन्न सेडिमेंटरी बेसिनों में एक्सप्लोरेशन और उत्पादन संबंधी गतिविधियों के लिए गैस ब्लॉकों का अधिनिर्णय कर गैस क्षेत्रों/कुओं से प्राकृतिक गैस के उत्पादन को सुदृढ़ करने के लिए आवश्यक कदम उठा रहा है।
- तरल प्राकृतिक गैस (एलएनजी) के रूप में गैस के आयात को प्रोत्साहित करने और अंतर्राष्ट्रीय पाईपलाइन परियोजनाओं के जरिए गैस के आयात के लिए भी प्रयास किए जा रहे हैं।
- हाइड्रेट संसाधनों के मूल्यांकन और उनके यथा संभव वाणिज्यिक दोहन के लिए प्राकृतिक गैस हाइड्रेट कार्यक्रम (एनजीएचपी) का कार्यान्वयन।
- गैस आधारित उत्पादन क्षमता के सदुपयोग के लिए योजना शुरू करना।

### 8.7 गैस आधारित उत्पादन के सदुपयोग के लिए योजना

गैस आधारित उत्पादन क्षमता का अधिकतम सदुपयोग सुनिश्चित करने और ग्रिड संबद्ध गैस आधारित क्षमता के लिए गैस की आवश्यकता को पूरा करने के प्रयोजन से भारत सरकार ने एक योजना स्वीकृत की है, जिसके अंतर्गत गैस की समस्या से जूझ रहे गैस आधारित पावर प्लांटों के साथ-साथ घरेलू गैस प्राप्त करने वाले गैस आधारित पावर प्लांटों को आयातित स्पॉट तरल प्राकृतिक गैस (एलएनजी) की आपूर्ति और देश में बेकार पड़ी गैस आधारित विद्युत उत्पादन क्षमता के सदुपयोग में सुधार करने की परिकल्पना की गई है। इस तंत्र के अंतर्गत केंद्र और राज्य सरकारों सहित सभी पणधारकों द्वारा सामूहिक रूप से किए जाने वाले त्याग की भी परिकल्पना की गई है, जिसमें इस प्रयोजन के लिए आयात की जा रही उत्तरोत्तर एलएनजी पर यथालागू कुछ करों और उपकरों से छूट प्रदान करना शामिल है। इस योजना के अंतर्गत एक प्रतिलोम ई-बोली प्रक्रिया के जरिए गैस आधारित प्लांटों को आयातित स्पॉट तरल प्राकृतिक गैस की आपूर्ति की परिकल्पना की गई है। यह योजना वर्ष 2015-16 और 2016-17 के लिए कार्यान्वित की गई। इस योजना के अंतर्गत पीएसडीएफ (विद्युत प्रणाली विकास निधि) से वित्तीय सहायता प्रदान करने की परिकल्पना की गई। पीएसडीएफ से सहायता के लिए कुल परिव्यय 7,500 करोड़ रुपए निर्धारित किया गया, जिसमें वर्ष 2015-16 और 2016-17 के लिए क्रमशः 3,500 करोड़ रुपए और 4,000 करोड़ रुपए का परिव्यय शामिल है।

गैस आधारित क्षमता 14,305 मेगावाट है जिसमें केजीडी6 क्षेत्रों से वरीयता के आधार पर गैस आवंटन के साथ 5,194 मेगावाट क्षमता वाले गैस आधारित प्लांट शामिल हैं, 3,762 मेगावाट की गैस आधारित क्षमता गैस के किसी आवंटन के बिना स्थापित की जा चुकी है और 5,349 मेगावाट की नई गैस आधारित क्षमता स्थापना के लिए तैयार है (यदि गैस उपलब्ध करा दी जाती है), जिन्हें बेकार पड़ी गैस आधारित क्षमता माना गया है।

केंद्र सरकार, राज्य सरकारों, विद्युत विकासकर्ताओं और गैस परिवहनकर्ताओं द्वारा सामूहिक रूप से किए जाने वाले निम्नलिखित हस्तक्षेपों/ त्याग की परिकल्पना इस योजना के अंतर्गत की गई है :

क) गैस आधारित पावर प्लांटों के लिए आयातित एलएनजी पर सीमा शुल्क में छूट के लिए प्रक्रिया को सुचारू बनाना।

- ख) ई-बोली प्रक्रिया के जरिए आरएलएनजी पर मूल्यवर्धित कर (वैट) में छूट।
- ग) ई-बोली प्रक्रिया के जरिए आरएलएनजी पर केंद्रीय बिक्री कर (सीएसटी), चुंगी और प्रवेश कर में छूट।
- घ) ई-बोली प्रक्रिया के जरिए आरएलएनजी के रि-गैसिफिकेशन और परिवहन पर सेवा कर में छूट।
- ङ) ई-बोली प्रक्रिया के जरिए आरएलएनजी पर गेल / अन्य ट्रांसपोर्टर द्वारा उत्तरोत्तर मात्रा पर 75% तक विपणन मार्जिन को कम करना, पाईपलाईन टैरिफ प्रभारों को 50 % तक कम करना।
- च) प्रमोटरों द्वारा वसूल की जाने वाली निर्धारित लागत की केपिंग : विद्युत विकासकर्ताओं द्वारा अपनी इक्विटी पर लाभ (रिटर्न) छोड़ना।
- छ) गैस की को-मिंगलिंग और स्वैपिंग के लिए प्रावधान।
- ज) ई-बोली प्रक्रिया के जरिए आरएलएनजी से उत्पादन पर सौर विद्युत की तरह ऐसी बेकार पड़ी गैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए पारेषण प्रभारों और हानियों में छूट।
- झ) विद्युत प्रणाली विकास निधि (पीएसडीएफ) से सहायता।

### 8.8 सिफारिशें

- भारत सरकार द्वारा शुरू की गई गैस आधारित उत्पादन क्षमता के सदुपयोग के लिए योजना केवल 2 वर्ष के लिए है। परंतु ऐसा महसूस किया जाता है कि देश में गैस आधारित क्षमता के अधिकतम सदुपयोग के लिए एक दीर्घकालिक नीतिगत हस्तक्षेप आवश्यक है।
- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट के महत्वाकांक्षी क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए देश में गैस आधारित पावर प्लांटों को ग्रिड की संतुलन और रैपिंग आवश्यकताओं को पूरा करने में एक महत्वपूर्ण भूमिका अदा करने की आवश्यकता है। इस प्रयोजन के लिए देश में गैस आधारित प्लांटों को कम-से-कम 45.27 एमएमएससीएमडी गैस की उपलब्धता सुनिश्चित किए जाने की आवश्यकता है। यदि जल विद्युत प्लांटों की पूरी पीकिंग क्षमता का सदुपयोग किया जा सके और कोयला आधारित थर्मल पावर प्लांटों को 2 शिफ्ट में प्रचालित किया जा सके, तो वास्तविक रूप से गैस की आवश्यकता को कम किया जा सकता है।
- गैस आधारित पावर प्लांटों, विशेष रूप से जो आरजीटीआईएल की पूरब-पश्चिम पाईपलाईन से जुड़े हैं, के लिए देश में रि-गैसिफिकेशन क्षमता भी चिंता का एक विषय है। तकनीकी बाधाओं जैसे दिशागत प्रवाह आदि के कारण पश्चिमी तट से आयातित आरएलएनजी को पूर्वी तट में अवस्थित पावर प्लांटों तक नहीं लाया जा सकता है। अतः पूर्वी तट में भी रि-गैसिफिकेशन क्षमता वाली सुविधाओं का उपयुक्त ढंग से सृजन किया जाए।

## अनुबंध-8.1

अप्रैल 2016-मार्च 2017 की अवधि के लिए देश में गैस आधारित पावर स्टेशनों के लिए ईंधन की आपूर्ति / खपत पर  
संचयी रिपोर्ट

क्र. सं.	पावर स्टेशन का नाम	स्थापित क्षमता (मेगावाट)	राज्य	आवृत्त गैस (एमएमएससीएमडी)	गैस की खपत (एमएमएससीएमडी)
<b>(क) केंद्रीय क्षेत्र</b>					
1	एनटीपीसी, फरीदाबाद सीसीपीपी	431.59	हरियाणा	2.32	0.63
2	एनटीपीसी, अंता सीसीपीपी	419.33	राजस्थान	2.32	0.43
3	एनटीपीसी, औरैया सीसीपीपी	663.36	उत्तर प्रदेश	3.85	0.34
4	एनटीपीसी, दादरी सीसीपीपी	829.78	उत्तर प्रदेश	4.01	1.32
	<b>उप जोड़ (उ. क्षे.)</b>	<b>2344.06</b>		<b>12.50</b>	<b>2.72</b>
5	एनटीपीसी, गांधार (झानोर) सीसीपीपी	657.39	गुजरात	3.19	1.44
6	एनटीपीसी, कवास सीसीपीपी	656.2	गुजरात	6.07	1.00
7	रत्नागिरी (आरजीपीएल-डाभोल)	1967	महाराष्ट्र	10.63	2.37
	<b>उप जोड़ (प. क्षे.)</b>	<b>3280.59</b>		<b>19.89</b>	<b>4.81</b>
8	काठलगुरी (तीपको)	291	असम	1.4	1.17
9	मोनारचक (तीपको)	101	त्रिपुरा	0.5	0.15
10	अगरतला जीटी-एसटी (तीपको)	135	त्रिपुरा	0.75	0.67
11	त्रिपुरा सीसीपीपी (ओएनजीसी)	726.6	त्रिपुरा	2.65	2.24
	<b>उप जोड़ (उ. पू. क्षे.)</b>	<b>1253.6</b>		<b>5.3</b>	<b>4.23</b>
	<b>कुल (सीएस) = क</b>	<b>6878.25</b>		<b>37.69</b>	<b>11.76</b>
<b>(ख) राज्य क्षेत्र</b>					
12	आई पी सीसीपीपी	270	दिल्ली	1.55	0.50
13	प्रगति सीसीजीटी-III	1500	दिल्ली	2.49	1.13
14	प्रगति सीसीपीपी	330.4	दिल्ली	2.25	1.00
15	धोलपुर सीसीपीपी	330	राजस्थान	1.60	0.09
16	रामगढ़ (आरआरवीयूएनएल, जैसलमेर)	273.8	राजस्थान	1.45	1.40
	<b>उप जोड़ (उ. क्षे.)</b>	<b>2704.2</b>		<b>9.34</b>	<b>4.12</b>
17	पिपावव सीसीपीपी	702	गुजरात	0.00	0.02
18	धुवारन	594.72	गुजरात	0.94	0.18

	सीसीपीपी (जीएसईसीएल)				
19	हजिरा सीसीपीपी (जीएसईजी)	156.1	गुजरात	0.81	0.01
20	हजिरा सीसीपीपी ईएक्सटी	351	गुजरात	0.00	0.09
21	यूटीआरएएन सीसीपीपी (जीएसईसीएल)	518	गुजरात	1.69	0.08
22	उरान सीसीपीपी (महाजेनको)	672	महाराष्ट्र	4.90	2.19
	<b>उप जोड़ (प. क्षे.)</b>	<b>2993.82</b>		<b>8.34</b>	<b>2.57</b>
23	कराईकल सीसीपीपी (पीपीसीएल)	32.5	पुदुचेरी	0.20	0.18
24	कोविकलपाल (थिरुमाकोट्टई)	107	तमिलनाडु	0.45	0.24
25	कुट्टालम (टैंजेडको)	100	तमिलनाडु	0.45	0.24
26	वलुथूर सीसीपीपी (रामानंद)	186.2	तमिलनाडु	0.89	0.55
27	गोदावरी (जिगुरुपाडु) ***	216	आंध्र प्रदेश	1.31	0.54
	<b>उप जोड़ (द. क्षे.)</b>	<b>641.7</b>		<b>3.30</b>	<b>1.75</b>
28	लकवा जीटी (एएसईबी, मैब्रेल्ला)	157.2	असम	0.90	0.73
29	नामरुप सीसीपीपी + एसटी (एपीजीसीएल)	181.5	असम	0.66	0.48
30	बारामुरा जीटी (टीएसईसीएल)	58.5	त्रिपुरा	0.60	0.23
31	रोखिया जीटी (टीएसईसीएल)	111	त्रिपुरा	0.30	0.52
	<b>उप जोड़ (उ. पू. क्षे.)</b>	<b>508.2</b>		<b>2.46</b>	<b>1.96</b>
	<b>कुल (एसएस)=ख</b>	<b>6847.92</b>		<b>23.44</b>	<b>10.4</b>
<b>(घ) निजी/आईपीपी क्षेत्र</b>					
32	रिठाला सीसीपीपी (एनडीपीएल)	108	दिल्ली	0.40	0.00
33	गामा सीसीपीपी	225	उत्तराखंड	0.48	0.23
34	काशीपुर सीसीपीपी (श्रवंधी)	225	उत्तराखंड	0.80	0.36
	<b>उप जोड़ (उ. क्षे.)</b>	<b>558</b>		<b>1.68</b>	<b>0.59</b>
35	ट्रांबे सीसीपीपी (टीपीसी)	180	महाराष्ट्र	2.50	0.84
36	मनगांव सीसीपीपी	388	महाराष्ट्र	1.09	0.09
37	बडौदा सीसीपीपी (जीआईपीसीएल)	160	गुजरात	0.75	0.03
38	एस्सार सीसीपीपी **	300	गुजरात	1.17	0.00
39	पगुथान सीसीपीपी (जीपीईसी)	655	गुजरात	1.43	0.19
40	सुगन सीसीपीपी (टोरेट)	1147.5	गुजरात	5.35	2.32
41	यूनोसुजेन सीसीपीपी	382.5	गुजरात	0.00	0.00

42	डीजीईएन मेगा सीसीपीपी	1200	गुजरात	0.00	0.00
	<b>उप जोड़ (इल्यूआर)</b>	<b>4413</b>		<b>12.29</b>	<b>3.47</b>
43	गौतमी सीसीपीपी	464	आंध्र प्रदेश	3.82	0.00
44	जीएमआर - काकीनाडा (तानिरवावी)	220	आंध्र प्रदेश	0.88	0.00
45	जीएमआर- राजासुंदरी एनर्जी लिमिटेड	768	आंध्र प्रदेश	0.00	0.39
46	गोदावरी (स्पेक्ट्रम)	208	आंध्र प्रदेश	1.43	0.57
47	जेगुरुपाडु सीसीपीपी (जीवीके) फेज - II*	239.4	आंध्र प्रदेश	2.85	0.06
48	कोनासीमा सीसीपीपी	445	आंध्र प्रदेश	1.78	0.00
49	कोंडापल्ली एक्सटेंशन सीसीपीपी	366	आंध्र प्रदेश	4.57	0.09
50	कोंडापल्लीस्ट-3 सीसीपीपी (लैंको)	742	आंध्र प्रदेश		0.66
51	कोंडापल्ली सीसीपीपी (लैंको)	350	आंध्र प्रदेश	2.32	0.51
52	पेद्दापुरम (बीएसईएस)	220	आंध्र प्रदेश	1.09	0.00
53	वेमागिरी सीसीपीपी	370	आंध्र प्रदेश	4.16	0.11
54	विजेस्वरन सीसीपीपी	272	आंध्र प्रदेश	1.32	0.41
55	पेन्ना सीमेंट इंडस्ट्रीज *	30	आंध्र प्रदेश	0.12	डीएनआर
56	आरवीके एनर्जी *	28	आंध्र प्रदेश	0.11	डीएनआर
57	सिल्क रोड सुगर *	35	आंध्र प्रदेश	0.10	डीएनआर
58	एलवीएस पावर *	55	आंध्र प्रदेश	0.22	डीएनआर
59	करुप्पुर सीसीपीपी (अबान)	119.8	तमिलनाडु	0.50	0.30
60	पी. नल्लुर सीसीपीपी (पीपीएन)	330.5	तमिलनाडु	1.50	0.00
61	वैलांटार्वी सीसीपीपी	52.8	तमिलनाडु	0.38	0.26
	<b>उप जोड़ (द. क्षे.)</b>	<b>5315.5</b>		<b>27.15</b>	<b>3.36</b>
62	डीएलएफ असम जीटी	24.5	असम	0.10	डीएनआर
	<b>उप जोड़ (उ. पू. क्षे.)</b>	<b>24.5</b>		<b>0.10</b>	<b>0.00</b>
	<b>कुल (निजी/आईपीपी)=ग</b>	<b>10311</b>		<b>41.22</b>	<b>7.42</b>
	<b>सकल योग =क+ख+ग</b>	<b>24037.17</b>		<b>102.35</b>	<b>29.58</b>

\* गैस आवंटन में दीर्घकालिक आरएलएनजी संविदाएं और ई-बोली प्रक्रिया के जरिए आरएलएनजी का आवंटन शामिल है।  
एमएमएससीएमडी - मिलियन मीट्रिक स्टैंडर्ड क्यूबिक मीटर प्रति दिन

## अनुबंध-8.2

## निर्माणाधीन गैस आधारित पावर प्लांटों की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

राज्य	परियोजना का नाम	कार्यान्वयन एजेंसी	यूनिट सं.	क्षमता (मेगावाट)
आंध्र प्रदेश	पांडुरंगा सीसीपीपी	पांडुरंगा प्राइवेट लिमिटेड	मॉड्यूल-1	116
आंध्र प्रदेश	आर वी के गैस ईजन	आर वी के (राजामुंद्री) प्राइवेट लिमिटेड	जीई : 5-8	38
			जीई : 1-4	38
आंध्र प्रदेश	आर वी के सीसीपीपी	आर वी के (राजामुंद्री) प्राइवेट लिमिटेड	मॉड्यूल-1	120
			मॉड्यूल-2	120
			मॉड्यूल-3	120
आंध्र प्रदेश	सामलकोट सीसीपीपी- //	रिलायंस पावर	मॉड्यूल-1	400
			मॉड्यूल -2	400
			मॉड्यूल -3	400
			मॉड्यूल -4	400
			मॉड्यूल -5	400
			मॉड्यूल -6	400
तेलंगाना	आस्थ गैस ईजन	आस्था	4 ईजन	34.88
तमिलनाडु	इंड बराथ गैस परियोजना	इंड बराथ	ब्लॉक-1	65
उत्तराखंड	बीटा सीसीपीपी	बीआईपीएल	जीटी +एसटी	225
उत्तराखंड	काशीपुर सीसीपीपी-//	श्रावन्ती एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जीटी +एसटी	225
कुल (निजी क्षेत्र)				3,501.88

## अध्याय 9

### कोयला की आवश्यकता

#### 9.0 प्रस्तावना

ईंधन एक ऐसा महत्वपूर्ण इनपुट है, जिसकी व्यवस्था थर्मल पावर प्लांटों के कार्यान्वयन और उचित प्रचालन से पहले करने की आवश्यकता है। पर्यावरण से संबंधित बढ़ रही चिंता के साथ परिवर्तित परिदृश्य में सरकार ने नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं पर जोर देना शुरू कर दिया है। तथापि, कोयला आधारित विद्युत उत्पादन पर देश की निर्भरता की अनदेखी नहीं की जा सकती है। अतः एक ऐसा महत्वपूर्ण पहलू, जिसका समाधान किया जाना आवश्यक है, वह विद्युत उत्पादन के लिए ईंधन के रूप में कोयले की उपलब्धता से जुड़ा है। कोयले के इस्तेमाल को अनुकूल बनाने के प्रयोजन से सरकार सुपर क्रिटिकल/ अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी के लिए प्रतिबद्ध है, जो तुलनात्मक रूप से अधिक दक्ष हैं और जिनके परिणामस्वरूप कोयले का इस्तेमाल घटता है। ईंधन सहित सभी महत्वपूर्ण इनपुट की समय पर उपलब्धता से परियोजना को समय पर पूरा करना सुनिश्चित होगा और इस प्रकार विद्युत परियोजना में विलंब होने के मामले में उसकी लागत और समयावधि में वृद्धि जैसी परेशानियों से बचा जा सकेगा।

इस अध्याय में 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कोयले की उपलब्धता के संबंध में व्यापक समीक्षा की गई है, वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए ईंधन की आवश्यकता का आकलन किया गया है और वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए कोयले की सांकेतिक आवश्यकता के साथ-साथ ऐसे महत्वपूर्ण मुद्दों पर चर्चा की गई है, जिनका समाधान करने की आवश्यकता है और कोयला क्षेत्र के समक्ष बाधाओं का भी जिक्र इस अध्याय में किया गया है। यह विद्युत क्षेत्र से जुड़े सभी पणधारकों को अग्रिम कार्रवाई करने और अपने उत्पादन लक्ष्यों की योजना बनाने आदि में उन्हें सक्षम बनाने के लिए एक व्यापक परिदृश्य उपलब्ध कराएगा।

#### 9.1 कोयला आपूर्ति परिदृश्य

##### 9.1.1 पृष्ठभूमि

कोयला भारत के ऊर्जा क्षेत्र का मुख्य आधार है। 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार अखिल भारतीय स्तर पर देश की कुल स्थापित क्षमता लगभग 326,848 मेगावाट है, जिसमें से लगभग 192,163 मेगावाट (58.8%) कोयला पर आधारित है। पावर स्टेशन की स्थापना हो जाने पर सबसे बड़ी चुनौती पावर स्टेशन को हाई प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) पर प्रचालित करना है, जो कि पावर प्लांट के अधिकतम आउटपुट की तुलना में उसके आउटपुट को मापने का एक उपाय (तरीका) है। उच्चतर लोड फैक्टर का मतलब सामान्यतया अधिक आउटपुट से निकाला जाता है और विद्युत उत्पादन की प्रति यूनिट लागत तुलनात्मक रूप से कम मानी जाती है। पावर प्लांट के निष्पादन का मापन सामान्यतया पीएलएफ और स्टेशन हीट रेट के आधार पर किया जाता है। तथापि, देश में कोयला आधारित पावर स्टेशनों का प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) पिछले कुछ वर्षों के दौरान घटा है। पीएलएफ वर्ष 2007-08 में 78.9 % से घटकर वर्ष 2016-17 में 59.64% हो गया है।

### 9.1.2 नई कोयला वितरण नीति

सरकार ने नई कोयला वितरण नीति (एनसीडीपी) लागू की है, जो 1 अप्रैल 2009 से प्रभावी है और कुछ विशेष श्रेणियों के उपभोक्ताओं को पूर्व निर्धारित कीमतों पर आपूर्ति सुनिश्चित करती है तथा यह कोयले जैसी पण्यवस्तु के लिए एक गतिशील बाजार प्रोत्साहित करने के लिए ई-नीलामी प्रक्रिया को पुनः लागू करती है। इस नीति की प्रमुख विशेषताएं निम्नलिखित हैं :

- विद्युत कंपनियों को आपूर्ति के लिए कोयले की 100% अनिवार्य आवश्यकता पर विचार किया जाएगा।
- सीआईएल द्वारा अधिसूचित कीमतों पर वाणिज्यिक रूप से परिवर्तनीय ईंधन आपूर्ति करारों (एफएसए) के जरिए कोयले की आपूर्ति।
- ऐसे उपभोक्ताओं, जो उपलब्ध संस्थागत तंत्र के जरिए कोयला जुटाने में सक्षम नहीं हैं, के लिए सीआईएल द्वारा अपने वार्षिक उत्पादन का 10% कोयला ई-नीलामी के जरिए प्रस्तावित किया जाए।
- कोयला कंपनियों द्वारा पूरे वर्ष के दौरान विद्युत कंपनियों को कोयले की वार्षिक संविदागत मात्राओं (एसीक्यू) को एफएसए में दर्शाया जाए। एफएसए में प्रोत्साहन और शास्ति उपबंध शामिल किए जाएं।

### ईंधन आपूर्ति करार (एफएसए) पर हस्ताक्षर करना

31 मार्च 2009 से पहले स्थापित किए गए थर्मल पावर प्लांटों के लिए वार्षिक संविदागत मात्रा (एसीक्यू) के 90% ट्रिगर मूल्य के साथ एफएसए पर हस्ताक्षर किए गए। तत्पश्चात वर्ष 2013 में सीसीईए ने सीआईएल को लगभग 78,000 मेगावाट की कुल क्षमता के लिए एफएसए पर हस्ताक्षर करने का निदेश दिया, जिसके 31.03.2015 तक स्थापित किए जाने की संभावना थी। 78000 मेगावाट में से लगभग 9,840 मेगावाट के लिए टेपरिंग लिंकेज उपलब्ध थे। घरेलू स्तर पर कुल उपलब्धता और इन पावर प्लांटों की संभावित वास्तविक आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए ऐसे पावर प्लांटों, जिनके पास सामान्य कोयला लिंकेज उपलब्ध थे, के लिए क्रमशः वर्ष 2013-14, 2014-15, 2015-16, और 2016-17 के लिए एसीक्यू की 65%, 65%67%, 75% की घरेलू कोयला मात्रा के लिए एफएसए हस्ताक्षरित किए गए। तथापि वास्तविक कोयला आपूर्ति दीर्घकालिक पीपीए के अनुरूप होगी।

### 9.1.2 कोयला स्टॉक करने संबंधी शर्तें

खान-शीर्ष से पावर प्लांट की दूरी के आधार पर पावर स्टेशनों के लिए कोयला स्टॉक करने के लिए दिनों की संख्या के संबंध में शर्तें तालिका 9.1 में दी गई हैं।

## तालिका 9.1

## पावर स्टेशनों के लिए कोयला स्टॉक करने संबंधी शर्तें

पावर प्लांट की दूरी	स्टॉक करने के लिए दिनों की संख्या
पिट-हेड स्टेशन	15
कोयला खान से 500 किलोमीटर की दूरी तक	20
कोयला खान से 1,000 किलोमीटर की दूरी तक	25
कोयला खान से 1,000 किलोमीटर से अधिक दूरी तक	30

## 9.1.3 कोयले का आयात

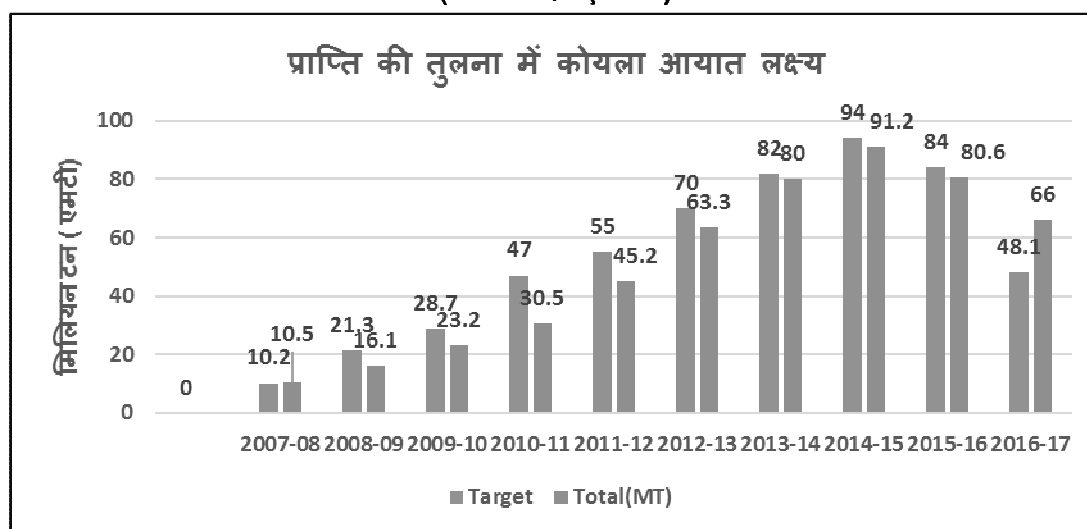
पूर्व में विद्युत कंपनियों को 34% से कम ऐश कंटेंट वाले कोयले के इस्तेमाल के साथ-साथ कभी-कभी पूरक के तौर पर स्वेदशी स्रोतों से प्राप्त कोयले के इस्तेमाल के संबंध में पर्यावरण और वन मंत्रालय की शर्तों का अनुपालन बनाए रखने के लिए कोयला आयात करने की सलाह दी गई, तथापि, घरेलू स्तर पर कोयले की अपर्याप्त उपलब्धता के कारण विद्युत कंपनियों को मिश्रित कोयला इस्तेमाल करने के लिए कोयला आपूर्ति की सलाह दी गई। इसके अलावा ईंधन के रूप में आयातित कोयले के इस्तेमाल हेतु डिजाइन किए गए पावर प्लांटों की स्थापना के साथ विद्युत कंपनियों ने इन पावर प्लांटों के लिए ईंधन की आवश्यकता को पूरा करने हेतु कोयले का आयात किया। घरेलू कोयले की उपलब्धता में कमी को दूर करने और 11वीं तथा 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आयातित कोयले पर पावर प्लांटों की आवश्यकता को पूरा करने के लिए विद्युत कंपनियों द्वारा आयात किए गए कोयला के विवरण तालिका 9.2 और प्रदर्श 9.1 में दिए गए हैं।

## तालिका 9.2

## विद्युत कंपनियों द्वारा आयातित कोयला के विवरण (मिलियन टन में)

वर्ष	लक्ष्य (एमटी)	निम्नलिखित के लिए कोयले का आयात		
		घरेलू कोयला में कमी को पूरा करने के लिए ब्लेंडिंग (एमटी)	आयातित कोयला आधारित पावर प्लांटों की आवश्यकता को पूरा करना (एमटी)	कुल (एमटी)
2007-08	10.2	8.4	2.1	10.5
2008-09	21.3	13.9	2.2	16.1
2009-10	28.7	18.8	4.4	23.2
2010-11	47.0	21.1	9.4	30.5
2011-12	55.0	27.5	17.7	45.2
2012-13	70.0	31.6	31.7	63.3
2013-14	82.0	37.8	42.2	80.0
2014-15	94.0	48.5	42.7	91.2
2015-16	84.0	37.1	43.5	80.6
2016-17	48.0	19.8	46.3	66.1

**प्रदर्श 9.1**  
(सभी आंकड़े एमटी में)



**9.1.4 पावर प्लांटों में क्रिटिकल / सुपर क्रिटिकल स्टॉक**

पावर प्लांटों में कोयला स्टॉक की स्थिति की दैनिक आधार पर निगरानी की जा रही है। पावर प्लांटों में कम कोयला स्टॉक को क्रिटिकल और सुपर क्रिटिकल श्रेणी में रखा जाता है ताकि ऐसे पावर प्लांटों की प्राथमिकता के आधार पर कोयला की आपूर्ति की जा सके। नीचे तालिका 9.3 में दिए गए मानदंडों को पावर प्लांटों में क्रिटिकल/सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक के रूप में वर्गीकृत करने के लिए अपनाया जा रहा है।

**तालिका 9.3**

**क्रिटिकल/सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक के रूप में वर्गीकृत करने के लिए अपनाए जाने वाले मानदंड**

जटिलता	प्लांट	मानदंड
पावर प्लांट में क्रिटिकल स्टॉक	पिट-हेड प्लांट	05 दिन से कम अवधि के लिए कोयला स्टॉक
	नॉन पिट-हेड प्लांट	07 दिन से कम अवधि के लिए कोयला स्टॉक
पावर प्लांट में सुपर क्रिटिकल स्टॉक	पिट-हेड प्लांट	03 दिन से कम अवधि के लिए कोयला स्टॉक
	नॉन पिट-हेड प्लांट	04 दिन से कम अवधि के लिए कोयला स्टॉक

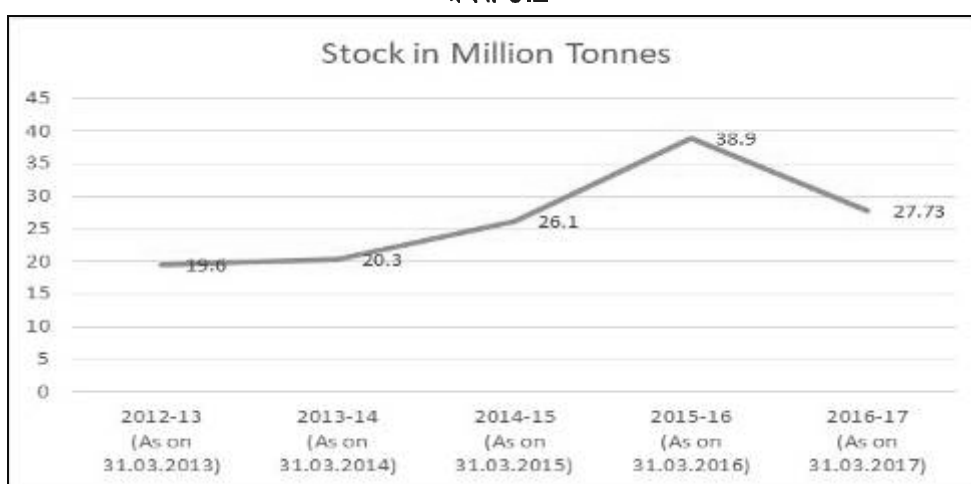
12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि (वर्ष 2016-17 तक) के दौरान पावर प्लांटों में क्रिटिकल/सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक के विवरण तालिका 9.4, प्रदर्श 9.2 और प्रदर्श 9.3 में दिए गए हैं।

**तालिका 9.4**

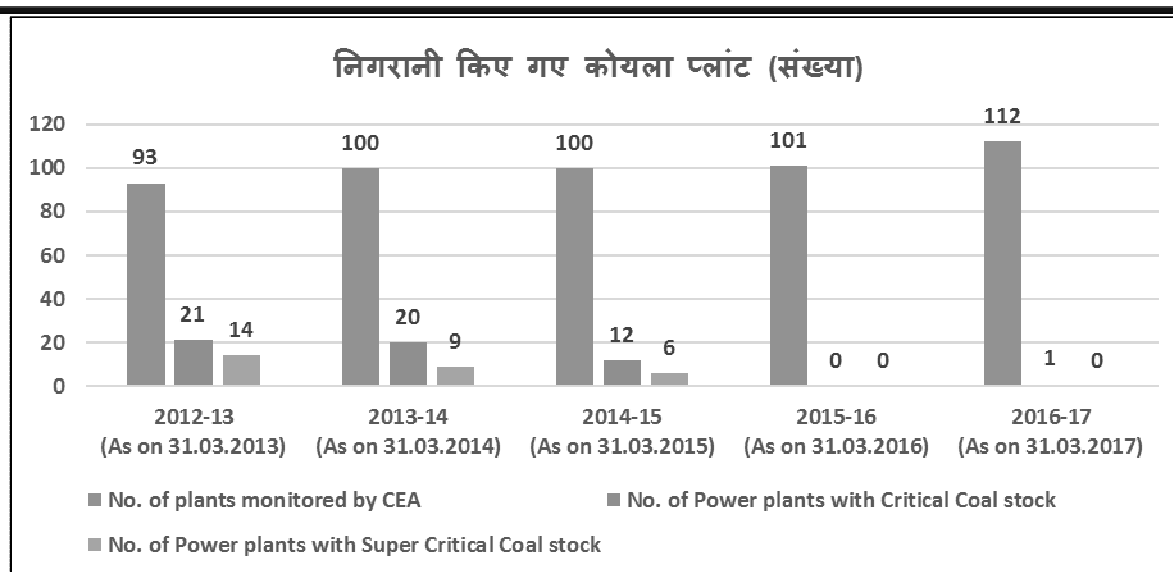
**12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान पावर प्लांटों में क्रिटिकल/सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक के विवरण**

वर्ष	सीईए द्वारा निगरानी किए गए प्लांटों की संख्या	क्रिटिकल कोयला स्टॉक के साथ पावर प्लांटों की संख्या	सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक के साथ पावर प्लांटों की संख्या	स्टॉक मिलियन टन में
<b>2012-13</b> (31.03.2013 की स्थिति के अनुसार)	93	21	14	19.6
<b>2013-14</b> (31.03.2014 की स्थिति के अनुसार)	100	20	9	20.3
<b>2014-15</b> (31.03.2015 की स्थिति के अनुसार)	100	12	6	26.1
<b>2015-16</b> (31.03.2016 की स्थिति के अनुसार)	101	0	0	38.9
<b>2016-17</b> (31.03.2017 की स्थिति के अनुसार)	112	1	0	27.73

प्रदर्श 9.2



प्रदर्श 9.3



नोट: सीईए 100 मेगावाट से अधिक क्षमता वाले ऐसे कोयला आधारित प्लांटों की निगरानी कर रहा है, जहां कोयला की आपूर्ति सीआईएल/एससीसीएल द्वारा की जाती है और उसका परिवहन रेल द्वारा किया जाता है।

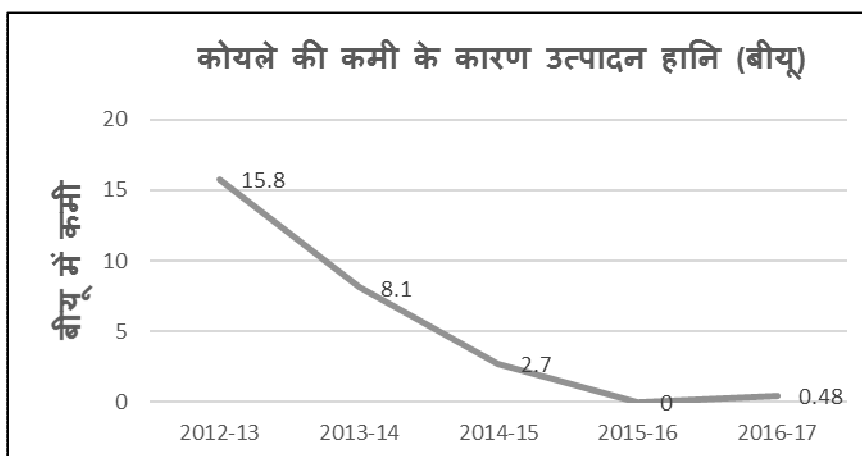
वर्ष 2015-16 के दौरान पावर प्लांटों में कोयला स्टॉक लगभग 39 मिलियन टन से अधिक पहुंच गया था।

#### 9.1.5 कोयला की कमी के कारण उत्पादन हानि

वर्ष 2015-16 के दौरान घरेलू कोयले की बेहतर उपलब्धता और पर्याप्त कोयला स्टॉक के साथ कोयला की कमी के कारण किसी भी पावर प्लांट में उत्पादन हानि रिपोर्ट नहीं की है तथा वर्ष 2016-17 के दौरान नगण्य रिपोर्ट की है। 12वीं पंचवर्षीय योजना (वर्ष 2016-17 तक) के दौरान विद्युत कंपनियों द्वारा रिपोर्ट की गई उत्पादन हानि के विवरण तालिका 9.5 और प्रदर्श 9.4 में दिए गए हैं।

**तालिका 9.5**  
**कोयला की कमी के कारण उत्पादन हानि**  
(सभी आंकड़े बीयू में)

वर्ष	कोयला की कमी के कारण उत्पादन हानि
2012-13	15.8
2013-14	8.1
2014-15	2.7
2015-16	0
2016-17	0.48

**प्रदर्श 9.4****9.2 कोयला की मांग और आपूर्ति****9.2.1 वर्ष 2015-16 और 2016-17 के दौरान कोयला आपूर्ति की स्थिति**

वर्ष 2016-17 के आरंभ में (01 अप्रैल 2016 की स्थिति के अनुसार) पावर प्लांटों में कोयला स्टॉक 38 एमटी से अधिक रहा, जो पावर प्लांट के 27 दिन तक प्रचालन के लिए पर्याप्त था। वर्ष 2015-16 और 2016-17 के दौरान पावर प्लांटों द्वारा स्रोतवार कार्यक्रम और प्रेषण/प्राप्ति के विवरण **तालिका 9.6** और **प्रदर्श 9.5** में दिए गए हैं।

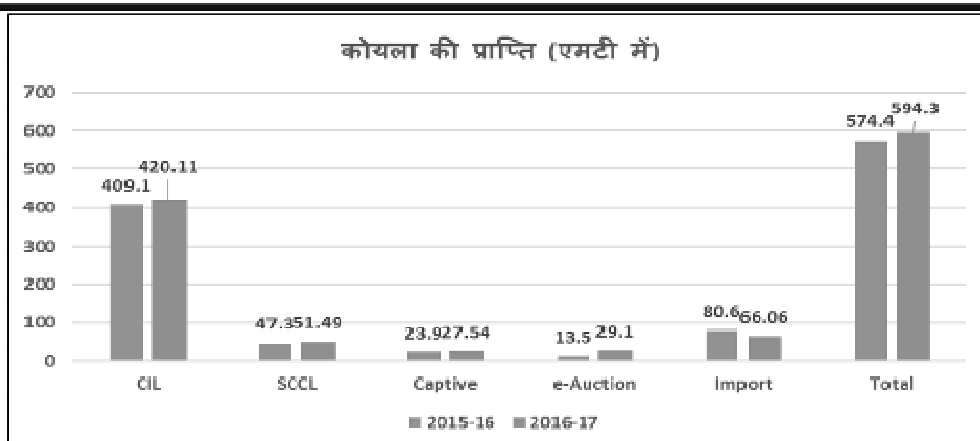
**तालिका 9.6**

**पावर प्लांटों द्वारा कोयला का स्रोतवार कार्यक्रम और प्राप्ति**

(मिलियन टन में)

स्रोत	अप्रैल 2015- मार्च 2016			अप्रैल 2016- मार्च 2017			प्राप्ति में वृद्धि (%)
	कार्यक्रम	प्राप्ति	%	कार्यक्रम	प्राप्ति	%	
सीआईएल	435.0	409.1	94.0	487.5	420.1	86.2	2.7
एससीसीएल	38.0	47.3	124.5	64.25	51.5	80.1	8.9
कैप्टिव	32.0	23.9	74.7	40.00	27.5	68.9	15.2
ई-नीलामी	10.0	13.5	135.0	12.00	29.1	242.5	115.6
आयात	84.0	80.6	95.9	48.00	66.1	137.6	-18.0
<b>कुल</b>	<b>599.0</b>	<b>574.4</b>	<b>95.9</b>	<b>651.75</b>	<b>594.3</b>	<b>91.2</b>	<b>3.5</b>

**प्रदर्श 9.5**



### 9.2.2 वर्ष 2017-18 के दौरान कोयला की मांग और उपलब्धता की स्थिति

वर्ष 2017-18 के लिए विद्युत कंपनियों के परामर्श से 958 बिलियन यूनिट का कोयला आधारित उत्पादन कार्यक्रम का अनुमान लगाया गया है। पावर प्लांटों के लिए 630 एमटी की कुल कोयला आवश्यकता का अनुमान सामान्य मानसून वर्ष को ध्यान में रखते हुए लगाया गया है। वर्ष 2017-18 के दौरान कोयला की आवश्यकता की तुलना में उपलब्धता के विवरण तालिका 9.7 में दिए गए हैं।

**तालिका 9.7**

**वर्ष 2017-18 के लिए कोयला आवश्यकता का आकलन**

क्र. सं.	विवरण	यूनिट	
<b>1</b>	<b>कोयला आधारित उत्पादन</b>		
1.1	वर्ष 2017-18 के दौरान कोयला आधारित उत्पादन कार्यक्रम	बीयू	958
<b>2</b>	<b>कोयले की आवश्यकता</b>		
2.1	घरेलू कोयला पर डिजाइन किए गए प्लांटों के लिए <b>मिलियन टन</b>	एमटी	584
2.2	आयातित कोयले पर डिजाइन किए गए प्लांटों के लिए <b>मिलियन टन</b>	एमटी	46
2.3	कुल कोयले की आवश्यकता <b>मिलियन टन</b>	एमटी	630
<b>3</b>	<b>स्वदेशी स्रोतों से कोयले की उपलब्धता</b>		
3.1	सीआईएल से मिलियन टन	एमटी	450
3.2	एससीसीएल से मिलियन टन	एमटी	60
3.3	कैप्टिव खानों से मिलियन टन	एमटी	35
3.4	ई-नीलामी / स्टॉक से मिलियन टन	एमटी	39
3.5	कुल घरेलू कोयला उपलब्धता मिलियन टन	एमटी	584
3.6	घरेलू कोयला उपलब्धता में कमी मिलियन टन	एमटी	0
3.7	ब्लेंडिंग के लिए आयातित कोयले की आवश्यकता मिलियन टन	एमटी	0

उपर्युक्त तालिका से यह प्रतीत होता है कि घरेलू कोयले पर आधारित पावर प्लांट स्वदेशी स्रोतों से अपनी कोयला आवश्यकता को पूरा कर लेंगे और ब्लेंडिंग के लिए उन्हें कोयला आयात करने की आवश्यकता नहीं होगी। तथापि, कुछ

विद्युत कंपनियां / पावर प्लांट आयातित कोयले की तुलना में घरेलू कोयले के मामले में मितव्ययिता और रेलवे के साथ संभार तंत्र संबंधी बाधाओं आदि पर विचार करते हुए अपने तटवर्ती पावर प्लांटों के लिए ब्लेंडिंग हेतु आयात की योजना बना सकते हैं। आयातित कोयला पर डिजाइन किए गए पावर प्लांट अपनी कोयला आवश्यकता को पूरा करने के लिए कोयले का आयात करते रहेंगे।

### 9.3 वर्ष 2021-22 और 2026-27 के दौरान कोयले की मांग और उपलब्धता

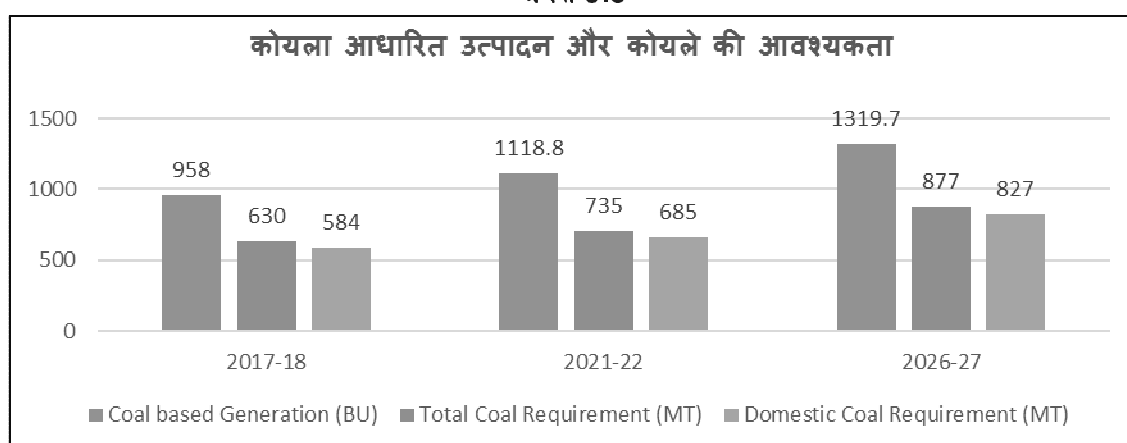
19वें ईपीएस मांग पूर्वानुमानों और संभावित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) की क्षमता अभिवृद्धि के साथ कोयला आधारित उत्पादन का अनुमान लगाया गया है और तदनुसार अनंतिम कोयला आवश्यकता की गणना की गई है। आरईएस की संभावित क्षमता सीमांत वर्ष 2021-22 तक 175 गीगावाट होने की संभावना है। तदनुसार वर्ष 2021-22 में कोयला आधारित पावर प्लांटों से अनुमानित सकल उत्पादन करीब 1072 बीयू होगा। वर्ष 2021-22 के लिए कोयला आवश्यकता के विवरण तैयार किए गए हैं, इसके लिए मानसून की विफलता के कारण जल विद्युत उत्पादन में 30% की कमी को ध्यान में रखा गया है और उसे कोयला आधारित उत्पादन द्वारा प्रतिस्थापित किया जा रहा है।

वर्ष 2026-27 के दौरान, आरईएस की कुल क्षमता का अनुमान 275 गीगावाट क्षमता के रूप में लगाया गया है, इसके लिए वर्ष 2022-27 के दौरान आरईएस की 100 गीगावाट क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2021-22 के अंत में 175 गीगावाट की कुल क्षमता को ध्यान में रखा गया है। वर्ष 2026-27 के लिए कोयला आधारित पावर प्लांटों से उत्पादन का अनुमान 1259 बीयू के रूप में लगाया गया है। वर्ष 2026-27 के लिए कोयला आवश्यकता का निर्धारण कर लिया गया है। इसके लिए मानसून की विफलता के कारण जल विद्युत उत्पादन में 30% की कमी को ध्यान में रखा गया है और उसे कोयला आधारित उत्पादन द्वारा प्रतिस्थापित किया जा रहा है तथा इसके विवरण तालिका 9.8 में दिए गए हैं।

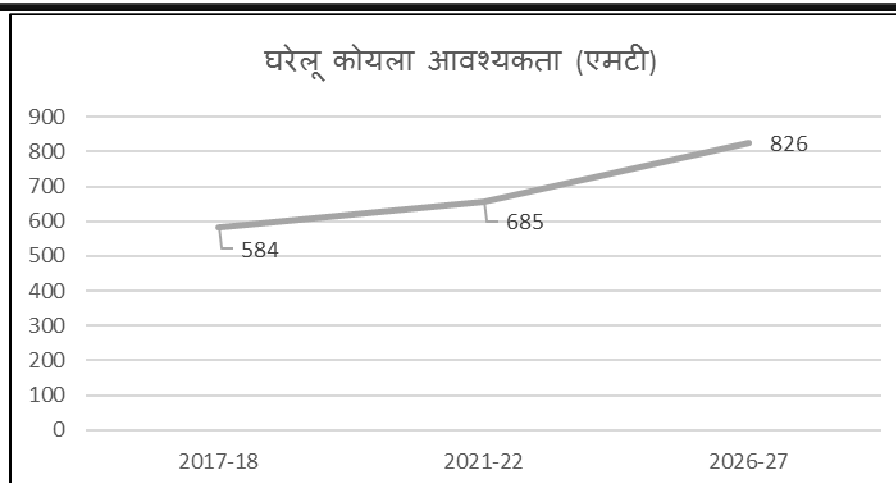
**तालिका 9.8**  
**वर्ष 2021-22 और 2026-27 के दौरान कोयले की आवश्यकता**

क्र. सं.	विवरण		2021-22	2026-27
			<b>आरईएस 175 जीडब्ल्यू</b>	<b>आरईएस 275 जीडब्ल्यू</b>
<b>1</b>	<b>कोयले की आवश्यकता</b>			
1.1	कोयला आधारित उत्पादन (सकल)	बीयू	1072	1259
1.2	हाइड्रो आधारित उत्पादन (सकल)	बीयू	156	257
1.3	मानसून की विफलता से जल विद्युत उत्पादन में 30% की कमी	बीयू	46.8	77.1
1.4	कुल कोयला आधारित उत्पादन (1.1+1.3)	बीयू	1118.8	1336.1
1.5	<b>कोयले की आवश्यकता @0.65 किग्रा./केडब्ल्यूएच +1% परिवहन हानि</b>	मिलियन टन	<b>735</b>	<b>877</b>
1.6	आयातित कोयले पर डिजाइन किए गए प्लांटों द्वारा आयात	मिलियन टन	50	50
<b>2</b>	<b>घरेलू कोयला आवश्यकता (1.5-1.6)</b>	मिलियन टन	<b>685</b>	<b>827</b>

**प्रदर्श 9.6**



**प्रदर्श 9.7**



कोयले की उपलब्धता सुनिश्चित करने के प्रयोजन से घरेलू कोयले का उत्पादन बढ़ाने के लिए कोल इंडिया लिमिटेड द्वारा बहु आयामी प्रयास किए जा रहे हैं। वर्ष 2019-20 तक 1 बिलियन टन (बीटी) स्तर तक स्थायी रूप से कोयला उत्पादन बढ़ाने के लिए सीआईएल द्वारा एक रोड मैप तैयार किया गया है। इस कार्यक्रम से वर्ष 2021-22 और 2026-27 की अवधि के दौरान पावर प्लांटों के लिए कोयले की उपलब्धता में कोई कमी नहीं होगी। इसके अलावा विद्युत कंपनियों को आवंटित कैप्टिव कोयला ब्लॉकों से भी कोयला उत्पादन कर घरेलू कोयला की उपलब्धता सुनिश्चित की जाएगी।

### 9.3.1 पावर स्टेशनों को कोयला उपलब्ध कराने में आने वाली बाधाएं/ मुद्दे

पावर प्लांटों से विद्युत उत्पादन अधिकतम करने के लिए कोयले की पर्याप्त एवं समय पर उपलब्धता अत्यंत महत्वपूर्ण हैं। ईंधन स्रोत जुटाने अथवा इनकी उपलब्धता संगठित करने के अलावा यह भी अनिवार्य है कि ईंधन को इच्छित लक्ष्य तक पहुंचाने की व्यवस्था को सुगम बनाने के लिए अवसंरचना सृजित की जाए। अतः परियोजनाओं के पूरा होने के साथ ही खानों / बंदरगाहों और अपेक्षित परिवहन सुविधाओं का विकास अत्यंत आवश्यक है। कुछ मामलों में खानों और यहां तक कि परिवहन सुविधाओं के विकास में लगने वाला समय (प्रचालन की समयावधि) थर्मल पावर स्टेशनों की स्थापना में लगने वाले समय की तुलना में अधिक होता है। अतः विद्युत क्षेत्र के लिए यह अनिवार्य है कि दीर्घावधि में कोयले की संभावित आवश्यकता का आकलन किया जाए और कोयला, रेल मंत्रालय और बंदरगाह प्राधिकरणों को इस बात की समय पर जानकारी दी जाए, जिससे कि वे थर्मल पावर स्टेशनों की स्थापना होने तक कोयला खानों और परिवहन अवसंरचना का समन्वित विकास शुरू करने में सक्षम बन सकें।

## 9.4 पावर प्लांटों को कोयला आपूर्ति से संबंधित मुद्दों के समाधान के लिए नए प्रयास

### 9.4.1 कोयला आवंटन को औचित्यपूर्ण बनाना

कोयला के मौजूदा स्रोतों की व्यापक समीक्षा करने के प्रयोजन से और कोयला के परिवहन की लागत को इष्टतम बनाने के लिए इन स्रोतों को औचित्यपूर्ण बनाने की व्यवहार्यता को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2014 में कोयला मंत्रालय द्वारा एक नया अंतरमंत्रालयी कार्यदल (आईएमटीएफ) गठित किया गया। इसके अलावा सीआईएल ने इस प्रक्रिया को इष्टतम बनाने में कार्यदल को सहायता प्रदान करने के लिए मैसर्स केपीएमजी एडवायजरी सर्विसेज प्राइवेट लिमिटेड की सेवाएं लीं। अंतरमंत्रालयी कार्यदल (आईएमटीएफ) की रिपोर्ट और केपीएमजी रिपोर्ट के भाग-1 पर 02 दिसंबर 2014 को विद्युत कंपनियों के साथ चर्चा की गई। आईएमटीएफ रिपोर्ट पर संबंधित विद्युत कंपनियों द्वारा सहमति व्यक्त की गई। केपीएमजी के अनुसार संभार तंत्र की बचत के रूप में 3500 से 6000 करोड़ रुपए की रेंज में कुल लाभ प्राप्त होने का अनुमान लगाया गया।

- i. नए अंतर-मंत्रालयी कार्यदल (आईएमटीएफ) ने कार्यान्वयन के लिए तीन चरणों में भी पहल की सिफारिश की थी। सिफारिशों में अन्य बातों के साथ-साथ विभिन्न कोयला कंपनियों के बीच दूरी को इष्टतम बनाने और कोयला को अधिकतम प्रेषण सुनिश्चित करने के लिए उनके बीच संपर्क स्थापित कर पहले चरण में 19 विद्युत कंपनियों के लिए संपर्क स्रोतों का औचित्य स्थापन शामिल किया गया। आईएमटीएफ की सिफारिशों के कार्यान्वयन की स्थिति के अनुसार कोल इंडिया लिमिटेड ने चरण-1 के औचित्य स्थापन के संदर्भ में 17 पावर प्लांटों के साथ ईंधन आपूर्ति करार (एफएसए) की समीक्षा की। इसके परिणामस्वरूप आवर्ती परिवहन लागत के रूप में 913 करोड़ रुपए (अनुमानतः) की वार्षिक बचत के साथ 24.6 मिलियन टन कोयले के संचलन को औचित्यपूर्ण बनाया गया था।
- ii. कार्यदल ने चरण-1 में विद्युत कंपनियों के बीच 6 स्वेप सेटों को औचित्यपूर्ण बनाने की सिफारिश की, जिसके अंतर्गत केंद्र/राज्य/निजी क्षेत्र की 11 विद्युत कंपनियों को शामिल करते हुए 6 राज्यों के विभिन्न पावर स्टेशनों के बीच 'आयातित कोयला और घरेलू कोयला' तथा 'घरेलू कोयले' की स्वेपिंग की परिकल्पना की गई।
- iii. प्रतिभागी कंपनियों के बीच 19 बार स्वेप की परिकल्पना की गई। इन स्वेप में से केवल 6 स्वेप (952 करोड़ रुपए की बचत) पर कार्यान्वयन के लिए सहमति व्यक्त की गई। तथापि, पिट-हेड पावर प्लांटों के लिए कोयले की बेहतर उपलब्धता के साथ पिट-हेड पावर प्लांटों के लिए घरेलू कोयले के साथ आयातित कोयले की स्वेपिंग के लिए स्वीकार किए गए स्वेप व्यवहार्य नहीं थे। इस प्रकार वर्तमान में केवल 4 स्वेप (687 करोड़ रुपए की बचत) का कार्यान्वयन किया जा रहा है/उनपर विचार किया जा रहा है और जिसमें से स्वेप के केवल 01 सेट का कार्यान्वयन किया गया है। इसके परिणामस्वरूप 1.3 मिलियन टन कोयले के संचलन को औचित्यपूर्ण बनाया गया तथा परिवहन लागत के रूप में 458 करोड़ रुपए की संभावित वार्षिक बचत की गई।
- iv. आईएमटीएफ की सिफारिशों के चरण-1 और चरण-1 के कार्यान्वयन से 25.9 मिलियन टन कोयले के संचलन को औचित्यपूर्ण बनाने की कार्रवाई शुरू की गई है, जिससे परिवहन लागत के रूप में 1371 करोड़ रुपए की वार्षिक बचत होने की संभावना है।

### 9.4.2 तृतीय पक्षकार द्वारा नमूना तैयार करना

पावर प्लांटों को कोयला आपूर्ति में गुणवत्ता से जुड़ी चिंताओं का समाधान करने के प्रयोजन से 28.10.2015 को विद्युत मंत्रालय में आयोजित की गई बैठक में यह निश्चय किया गया कि कोयला के नमूने विद्युत कंपनियों और कोयला कंपनियों द्वारा नियुक्त की गई किसी एकल तृतीय पक्षकार एजेंसी द्वारा एकत्र और तैयार किए जाएंगे। यह सुझाव दिया गया कि विद्युत कंपनियों और कोयला कंपनियों की ओर से तृतीय पक्षकार की नमूना/प्रतिदर्श एजेंसियों की नियुक्ति के लिए बोली प्रक्रिया का संचालन सीआईएमएफआर द्वारा किया जा सकता है। समान भागीदारी आधार पर कोयला कंपनियों और विद्युत कंपनियों द्वारा आवश्यक निधियों की व्यवस्था की जाएगी।

तृतीय पक्षकार द्वारा नमूना/प्रतिदर्श तैयार करने संबंधी मुद्दों पर विचार करने के लिए निदेशक (प्रचालन), एनटीपीसी और निदेशक (विपणन), कोल इंडिया लिमिटेड की सह अध्यक्षता में एक समिति भी गठित की गई, जिसमें सीईए, एनटीपीसी,

सीआईएल, डीवीसी, एपीपी, गुजरात राज्य, मध्य प्रदेश, राजस्थान, हरियाणा, कर्नाटक राज्य और रेलवे के प्रतिनिधियों को शामिल किया गया और तृतीय पक्षकार द्वारा नमूनों पर निर्णयों के कार्यान्वयन के लिए एक रोडमैप तैयार किया गया। समिति के लिए विचारार्थ विषय निम्नानुसार रखे गए:

- i. समिति ई-नीलामी सहित विद्युत क्षेत्र के लिए कोयला आपूर्ति हेतु तृतीय पक्षकार द्वारा नमूने तैयार करने से जुड़े मुद्दे।
- ii. तृतीय पक्षकार द्वारा तैयार किए गए नमूनों के परिणामस्वरूप खानों के घोषित ग्रेडों में लगातार परिवर्तन के मामले में खानों के रि-ग्रेडिंग संबंधी मुद्दे।
- iii. लोडिंग स्तर पर तृतीय पक्षकार की रिपोर्ट के अनुसार ग्रेड में गिरावट के कारण ऊर्जा की कमी के फलस्वरूप कोयला की कमी का मुद्दा।
- iv. सीआईएल की मांग की तुलना में रेलवे रैक न पहुंचने के कारण कोयला की मात्रा को पूरा न किए जाने संबंधी मुद्दे।
- v. वास्तविक प्रदत्त क्षमता की तुलना में अनुमानित वैगन संवहन क्षमता में परिवर्तन के कारण कोयला की मात्रा के समायोजन संबंधी मुद्दे।
- vi. बिल की गई गुणवत्ता और मात्रा के अनुसार कोयला का परिवहन सुनिश्चित करने के लिए रेलवे की सहभागिता से जुड़े मुद्दे।
- vii. निम्नलिखित पहलुओं की व्यवहार्यता :
  - कोयला आपूर्ति की जीपीएस ट्रैकिंग में आईटी का इस्तेमाल।
  - लोडिंग स्तर पर मुद्दों के समाधान हेतु ऑनलाइन कोयला एनालाइजर / ऑटो सेंपलर
  - बिलों के तेजी से निराकरण के लिए कोयले के नमूनों के विश्लेषण परिणामों की ऑनलाइन प्रस्तुति।

यह निश्चय किया गया है कि अनलोडिंग स्थल अर्थात् पावर प्लांट ने तृतीय पक्षकार द्वारा नमूना तैयार करने का कार्य सीआईएमएफआर द्वारा शुरू किया जाएगा। अतः लोडिंग और अनलोडिंग स्थल पर कोयला के नमूने लेने से गुणवत्ता के मुद्दों और विद्युत कंपनियों को उनके पावर प्लांटों में आपूर्ति किए गए कोयले का ग्रेड हल्का होने संबंधी मुद्दों का समाधान होगा।

#### 9.4.3 घरेलू कोयले के सदुपयोग में सहूलियत

घरेलू कोयले के सदुपयोग में सहूलियत का लक्ष्य हासिल करने और विद्युत उत्पादन की लागत को घटाने के प्रयोजन से कैबिनेट द्वारा घरेलू कोयले के सदुपयोग में सहूलियत प्रस्ताव 4 मई 2016 को अनुमोदित किया गया। इस योजना के अंतर्गत ईंधन आपूर्ति करार के अनुसार प्रत्येक अलग-अलग कोयला संपर्क की वार्षिक संविदागत मात्रा (एसीक्यू) का एकीकरण अलग उत्पादन स्टेशन के बजाय प्रत्येक राज्य और केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों का स्वामित्व रखने वाली कंपनी के लिए समेकित एसीक्यू के रूप में किया जाए। राजकीय/केंद्रीय विद्युत उत्पादन कंपनियों (जेनको) को अपने पावर प्लांटों में सर्वाधिक कुशल और लागत प्रभावी ढंग से अपने कोयले के सदुपयोग के साथ-साथ सस्ती बिजली पैदा करने के लिए अन्य राजकीय/केंद्रीय विद्युत उत्पादन प्लांटों को कोयला हस्तांतरित करने में सहूलियत होगी। राज्य ई-बोली प्रक्रिया के जरिए चयनित सक्षम आईपीपी को भी कोयला हस्तांतरित कर सकते हैं। विद्युत मंत्रालय/केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने सभी पणधारकों के साथ परामर्श से घरेलू कोयले के सदुपयोग में सहूलियत के लिए कार्यप्रणाली तैयार और जारी की है। विद्युत कंपनियों द्वारा कोयला क्षेत्र की सहायक कंपनियों/सीआईएल के साथ एसीक्यू के एकीकरण के लिए पूरक करारों पर हस्ताक्षर किए गए हैं। घरेलू कोयले के सदुपयोग में सहूलियत के परिणामस्वरूप उपभोक्ताओं के लिए विद्युत की लागत घटेगी।

### 9.5 भारत में कोयला वाशरीज

50 प्रतिशत के वैश्विक औसत की तुलना में भारत में उत्पादित 20 प्रतिशत कोयले को धोया जाता है। कोकिंग कोयला तैयार करने की प्रक्रिया भारत में काफी लंबे समय से चली आ रही है, परंतु अभी हाल ही में पर्यावरणीय और दक्षता संबंधी चिंताओं के कारण नॉन-कोकिंग कोयला को भी धोने की परंपरा शुरू की गई है। भू-मार्गों द्वारा कोयले का लंबी दूरी तक परिवहन आर्थिक लाभों के कारण भारत में कोयला धोने के लिए एक आदर्श अवसर प्रस्तुत करता है। यद्यपि कोयला वाशरीज से कोयले की लागत बढ़ जाती है, परंतु परिवहन, ओ एंड एम लागत और दक्षता से जुड़ी लागत में बचत के संदर्भ में स्थायी लाभ प्राप्त होता है।

पर्यावरण और वन मंत्रालय ने दिनांक 02 जनवरी 2014 की अधिसूचना संख्या जी. एस. आर 02 (ई) के जरिए थर्मल पावर प्लांटों में तिमाही औसत आधार पर 34 प्रतिशत तक ऐश कंटेंट के साथ लाभप्रद कोयला अथवा धुले हुए / मिश्रित कोयले के इस्तेमाल के संदर्भ में नियमों को संशोधित किया है। संशोधित नियमों के अनुसार पिट-हेड से 500 किलोमीटर से अधिक दूरी पर अवस्थित पावर प्लांटों को 5 जून 2016 से तिमाही औसत आधार पर 34 प्रतिशत तक ऐश कंटेंट वाले कच्चे अथवा मिश्रित या लाभान्वित कोयले की आपूर्ति की जाएगी और वे इसका इस्तेमाल करेंगे। कोयला मंत्रालय/सीआईएल से उपर्युक्त का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए आवश्यक कार्रवाई अपेक्षित है।

### 9.6 लिग्नाइट

देश में लगभग 40.9 बिलियन टन आरक्षित लिग्नाइट भंडार का अनुमान लगाया गया है, जिसमें से ज्यादातर तमिलनाडु राज्य में पाया जाता है। लिग्नाइट के आरक्षित भंडार का लगभग 82 % भाग तमिलनाडु और पुडुचेरी राज्यों में पाया जाता है। वर्तमान में लिग्नाइट के कुल आरक्षित भंडार के एक छोटे से प्रतिशत का ही दोहन किया गया है। लिग्नाइट के आरक्षित भंडारों के दोहन की अच्छी खासी संभावनाएं बनी हुई हैं और लागत की मितव्ययिता को ध्यान में रखते हुए थर्मल पावर स्टेशनों में लिग्नाइट का इस्तेमाल किया जाता है। लिग्नाइट संसाधनों का राज्यवार वितरण तालिका 9.9 में दर्शाया गया है।

**तालिका 9.9**  
**राज्य वार लिग्नाइट के आरक्षित भंडार**

राज्य	कुल [मिलियन टन]
तमिलनाडु	33,309.53
राजस्थान	4,835.29
गुजरात	2,722.05
जम्मू और कश्मीर	27.55
अन्य (केरल, पश्चिम बंगाल)	11.44
<b>जोड़</b>	<b>40,905.86</b>

वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान एनएलसी लिमिटेड, राजस्थान, गुजरात और नेवेली स्थित आईपीपी द्वारा लिग्नाइट की अनुमानित आवश्यकता तालिका 9.10 में दर्शाई गई है।

**तालिका-9.10****वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के दौरान लिग्नाइट की आवश्यकता**

राज्य/वर्ष	कुल (2017-22) (एमटी)	कुल(2022-27) (एमटी)
एनएलसी लिमिटेड	131.64	186.83
नेवेली मे आईपीपी	9.51	9.51
राजस्थान	50.50	50.50
गुजरात	56.66	56.66
जोड़	<b>248.31</b>	<b>303.50</b>

**स्रोत एनएलसी****9.7 निष्कर्ष**

वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए कोयला आवश्यकता के विवरण तैयार किए गए हैं, इसके लिए मानसून की विफलता के कारण जल विद्युत उत्पादन में 30% की कमी को ध्यान में रखा गया है और उसे कोयला आधारित उत्पादन द्वारा प्रतिस्थापित किया जा रहा है। वर्ष 2021-22 में घरेलू कोयला आवश्यकता का अनुमान 685 मिलियन टन तथा वर्ष 2026- 27 में 827 मिलियन टन, जबकि वर्ष 2021-22 के साथ-साथ 2026-27 में आयातित कोयले पर डिजाइन किए गए प्लांटों द्वारा आयातित कोयला का अनुमान 50 मिलियन टन के रूप में लगाया गया है।

## अध्याय -10

### प्रमुख इनपुट

#### 10.0 प्रस्तावना

अलग-अलग बिजली परियोजनाओं की आवश्यकता के अनुसार सभी आदानों (इनपुट) की समय पर उपलब्धता किसी भी विद्युत प्लांट के सफल कार्यान्वयन के लिए महत्वपूर्ण है। बंदरगाह की सुविधा, निर्माण और विनिर्माण क्षमताओं, विशेष रूप से उन्निर्माण मशीनरी और सिविल और बीओपी ठेकेदारों सहित निर्माण एजेंसियों जैसी बुनियादी ढांचागत सहायता भी अत्यंत महत्वपूर्ण हैं। इसलिए इस अध्याय में निम्न प्रमुख आदानों (इनपुट) की उपलब्धता की जांच की गई है-

- उपस्करों के लिए विनिर्माण क्षमता
- प्रमुख सामग्री -सीमेंट, स्टील, कास्टिंग, फोर्जिंग, ट्यूब और पाइप
- परिवहन - रेलवे और बंदरगाह
- पुनर्गैसीकरण सुविधाओं सहित गैस पाइप लाइनें
- ताप विद्युत स्टेशनों के लिए भूमि और जल

ईंधन, निधियों और जनशक्ति जैसे अन्य इनपुटों की उपलब्धता के बारे में अलग अध्यायों में जानकारी दी गई है।

सामग्री का अनुमान बड़े आकार वाली (सुपर क्रिटिकल) इकाइयों के लिए उपयुक्त परिवर्तन / संशोधनों के साथ और निर्माताओं द्वारा संकेतित नवीनतम विनिर्माण रुझानों के आधार पर पिछली योजना (एनईपी - 2012) के लिए पहले से उपलब्ध अनुमानों के आधार पर तैयार किया गया है। परमाणु परियोजनाओं के लिए सीमेंट और अन्य सामग्री के लिए इनपुट पर एनईपी - 2012 के लिए परमाणु ऊर्जा निगम (एनपीसीआईएल) के आकलन के आधार पर कोयला आधारित परियोजनाओं की आवश्यकता के अनुसार 130% आधार पर विचार किया गया है। पनबिजली परियोजनाओं के लिए इनपुट एनईपी - 2012 के अनुसार ही बनाए रखे गए हैं।

विचार-विमर्श के दौरान विभिन्न मंत्रालयों द्वारा पिछली योजना में पहचाने गए मुद्दों / बाधाओं और शुरू की गई विकास और नीतिगत पहलों के आधार पर परिवहन की उपलब्धता का अनुमान लगाया गया है। विनिर्माताओं और विद्युत कंपनियों (यूटिलिटी) के साथ विचार-विमर्श के दौरान प्राप्त इनपुट के आधार पर आगे सुधार के लिए सांकेतिक सुझाव भी दिए गए हैं।

आने वाले वर्षों में क्षमता में वृद्धि के प्रमुख हिस्से को नवीकरणीय स्रोतों जैसे सौर और पवन के माध्यम से योजनाबद्ध किया गया है। चूंकि नवीकरणीय स्टेशनों के लिए अपेक्षित इनपुट पारंपरिक स्टेशनों से काफी अलग हैं, अतः इन्हें एक अलग उप भाग के रूप में शामिल किया गया है।

**10.1 क्षमता अभिवृद्धि योजनाएं**

12वीं योजना की समीक्षा के आधार पर 12वीं योजना (2012-17) के दौरान लक्षित और अनुमानित क्षमता में वृद्धि तालिका 10.1 में दी गई है।

**तालिका- 10.1****लक्षित क्षमता अभिवृद्धि – 12वीं योजना (2012-17)****(सभी आंकड़े मेगावाट में)**

स्रोत	क्षमता (मेगावाट)
कोयला + लिग्नाइट	69,800
गैस आधारित	2,540
हाइड्रो	10,897
नाभिकीय	5,300
<b>कुल</b>	<b>88,537</b>

**तालिका- 10.2****प्राप्त की गई क्षमता अभिवृद्धि – 12वीं योजना****(सभी आंकड़े मेगावाट में)**

(क)	12वीं योजना का क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य	88,537
(ख)	31-03-2017 की स्थिति के अनुसार 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लक्ष्य (88,537 मेगावाट) के अनुसार क्षमता अभिवृद्धि	63,912.9
(ग)	12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य से चूक गई क्षमता	24,613.8
(घ)	दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार क्षमता अभिवृद्धि लक्ष्य के अतिरिक्त 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान स्थापित की गई अतिरिक्त क्षमता	35,296.6
<b>12 वीं योजना के दौरान प्राप्त की गई कुल क्षमता अभिवृद्धि (ख + घ)</b>		<b>99,209.5</b>

उपर्युक्त तालिका से जैसा देखा जा सकता है कि 12वीं योजना के दौरान 88.5 गीगावाट के लक्षित क्षमता की तुलना में 99 गीगावाट (तालिका 10.2) की कुल क्षमता अभिवृद्धि हुई। बड़े पैमाने पर नवीकरणीय योजनाओं के साथ मिलकर इससे वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान थर्मल क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकताओं में तेजी से कमी आई है। तदनुसार, वर्ष 2017-22 के दौरान आवश्यक क्षमता में वृद्धि तालिका 10.3 में दी गई है।

## तालिका- 10.3

## 2017-22 की अवधि के लिए आवश्यक क्षमता अभिवृद्धि (आंकड़े मेगावाट में)

अवधि	आरईएस क्षमता अभिवृद्धि (गीगावाट)	पारंपरिक क्षमता					मार्च – 2022 में नवीकरणीय क्षमता
		ताप		जल	नाभिकीय	कुल	
		कोयला	गैस				
2017-22	117.75	6455*	406	6,823	3300	10,529	175,000

नोट: \* 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और इसके वर्ष 2017-22 के दौरान उपलब्ध होने की उम्मीद है।

2022-27 की अवधि के लिए आवश्यक क्षमता अभिवृद्धि का अनुमान लगाया गया है और इसके विवरण तालिका 10.4 में दिए गए हैं।

## तालिका- 10.4

## 2022-27 की अवधि के लिए आवश्यक क्षमता अभिवृद्धि (आंकड़े मेगावाट में)

पारंपरिक क्षमता				कुल	नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि
ताप		जल	नाभिकीय		
गैस	आवश्यक कोयला क्षमता अभिवृद्धि				
0	46,420	12,000	6,800	65,220	100,000

नोट:\*\* चूंकि 47,855 मेगावाट क्षमता वाले कोयला आधारित पावर प्लांटों की वर्ष 2017-22 के दौरान आने की संभावना है और वर्ष 2017-22 के दौरान आंशिक रूप से इनका सदुपयोग किया जाएगा, इसलिए इस कोयला आधारित 47,855 मेगावाट क्षमता का सदुपयोग वर्ष 2022-27 के दौरान किया जा सकता है। अतः वर्ष 2022-27 के दौरान केवल 46,420 मेगावाट अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता बढ़ाने की आवश्यकता हो सकती है।

## 10.2 उपस्करों की उपलब्धता

## 10.2.1 मुख्य प्लांट उपस्कर

जैसा कि विद्युत मंत्रालय द्वारा तय किया गया है कि वर्ष 2017-22 के दौरान और उसके बाद की योजना अवधियों में पूरी कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि सुपरक्रिटिकल इकाइयों के माध्यम से होगी। भारतीय स्थितियों में इन इकाइयों के बाधा मुक्त प्रचालन के लिए सेवाओं और कलपुर्जों, विशिष्ट समस्या को सुलझाने और उनके अनुकूलन (कस्टमाइजेशन) के लिए जीवन पर्यन्त सहायता सुनिश्चित करने हेतु सुपरक्रिटिकल इकाइयों के विनिर्माण के लिए अपेक्षित स्वदेशी विनिर्माण क्षमता को महत्वपूर्ण माना गया है। सुपरक्रिटिकल इकाइयों के लिए स्वदेशी विनिर्माण क्षमता बनाने के लिए पिछले दशक में सरकार द्वारा किए गए प्रयासों के परिणामस्वरूप, बीएचईएल ने प्रौद्योगिकी सहयोग समझौतों में प्रवेश किया और अंतर्राष्ट्रीय विनिर्माताओं द्वारा सुपरक्रिटिकल मुख्य प्लांट उपस्करों के स्वदेशी विनिर्माण के लिए कई संयुक्त उद्यमों को स्थापित किया गया।

अनिवार्य चरणबद्ध विनिर्माण कार्यक्रम के प्रावधानों के साथ सरकार द्वारा दिए गए थोक आदेशों से उत्साहित, अधिकांश संयुक्त उद्यम विनिर्माण सुविधाओं को पूरा करने के उन्नत चरण में हैं और अपनी विनिर्माण सुविधाओं से संघटकों / सब - असेम्बलियों का कार्यान्वयन भी उन्होंने शुरू कर दिया है। बीएचईएल और संयुक्त उद्यमों (जेवी) से उपलब्ध होने वाले सुपरक्रिटिकल मुख्य प्लांट उपस्करों की स्वदेशी विनिर्माण क्षमता तालिका 10.5 में दी गई है।

#### तालिका - 10.5

#### सुपरक्रिटिकल उपस्करों के लिए स्वदेशी विनिर्माण क्षमता

(क्षमता मेगावाट/वर्ष)

विनिर्माता	बॉयलर	टर्बाइन - जेनरेटर
बीएचईएल	13,500	13,500
एल एंड टी - एमएचपीएस	4,000	4,000
अलस्टॉम भारत फोर्ज	-	4,000
टीजेपीएस (तोशिबा-जेएसडब्ल्यू पावर सिस्टम)	-	3,000
थर्मैक्स-बाबकोक और विलकॉक्स	3,000	-
दूशान पावर सिस्टम्स इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	2,200	-
<b>कुल</b>	<b>22,700</b>	<b>24,500</b>

इस प्रकार, देश में सुपरक्रिटिकल मुख्य प्लांट उपस्करों की पर्याप्त स्वदेशी विनिर्माण क्षमता उपलब्ध है। अधिकांश विनिर्माताओं के पास अपेक्षित आदेश नहीं हैं और ऑर्डर की कमी के कारण उन्होंने चिंता व्यक्त की है। पनबिजली और परमाणु स्टेशन के लिए भी स्वदेशी विनिर्माण क्षमता देश में मौजूद है।

गैस टर्बाइनों / संयुक्त चक्र स्टेशनों के लिए भी स्वदेशी विनिर्माण क्षमता देश में उपलब्ध है और उन्नत श्रेणी सहित बड़े आकार वाले गैस टर्बाइन का भी बीएचईएल द्वारा विनिर्माण किया जा रहा है।

#### 10.2.2 प्लांट के बकाया उपस्कर (बीओपी)

कोयला हैंडलिंग प्लांट, ऐश हैंडलिंग प्लांट, जल उपचार / डीएम प्लांट, शीतलक टावर्स, सीडब्ल्यू सिस्टम, चिमनी, इलेक्ट्रिकल सिस्टम और स्विचयार्ड आदि जैसी प्लांट की बकाया प्रणालियों की 12वीं पंचवर्षीय योजना में थर्मल पावर परियोजनाओं की समय पर कमीशन के लिए महत्वपूर्ण मदों के रूप में पहचान की गई और बीओपी प्रणालियों के मानकीकरण, परियोजनाओं के तेजी से निष्पादन के लिए गुणवत्ता वाले विक्रेताओं और बड़े विक्रेताओं की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए अर्हता आवश्यकताओं की समीक्षा करना, बीओपी के आदेशों के संबंध में एक गतिशील डेटा बेस बनाए रखने के लिए एक केंद्रीय संगठन को इसकी अनिवार्य जिम्मेदारी देने जैसे कई उपायों का सुझाव दिया गया।

उपरोक्त मुद्दों को काफी हद तक हल कर लिया गया है और 12वीं पंच वर्षीय योजना में आम तौर पर बीओपी के कारण कोई बाधा/विलंब नहीं हुआ है। हालांकि, अच्छे बीओपी सिस्टम विक्रेताओं की उपलब्धता में कमी अवश्य महसूस की जा रही है क्योंकि कई कोयला हैंडलिंग प्लांट / ऐश हैंडलिंग प्लांट विक्रेताओं की वित्तीय स्थिति अच्छी नहीं हैं। यहां तक कि ईपीसी संविदाओं में भी, ईपीसी एजेंसी सामान्य रूप से बीओपी सिस्टम उप-संविदाओं के माध्यम से ही खरीदती है या फिर इन आइटमों की खरीदें गए सामानों की तरह खरीद करती है और इस प्रकार सभी परियोजनाओं के लिए अच्छे बीओपी विक्रेताओं की उपलब्धता महत्वपूर्ण है। एनटीपीसी ने बताया कि अच्छी वित्तीय स्थिति के साथ कोयला हैंडलिंग प्लांट

(सीएचपी) और ऐश हैंडलिंग प्लांट (एएचपी) के क्षेत्र में अच्छी संविदाकार एजेंसियों की कमी के चलते इन क्षेत्रों में काम प्रभावित हो जाता है और एनटीपीसी को आपूर्ति उपलब्ध कराने में और इन प्रणालियों की स्थापना संबंधी आवश्यकता के अनुरूप तैयार करने के लिए बहुत प्रयास करने की आवश्यकता है। कई मामलों में, एनटीपीसी को विक्रेताओं की घटिया प्रदर्शन (नॉन-परफॉर्मेंस) के कारण दिए गए अनुबंधों को समाप्त करना पड़ा - जैसे सोलापुर में ऐश हैंडलिंग प्लांट सिस्टम, वीएसटीपीपी - IV और बाइ - I परियोजनाएं और कांति टीपीएस में कोयला हैंडलिंग प्लांट।

एजेंसियों के खराब प्रदर्शन के लिए पहचाने गए प्रमुख कारण निम्नानुसार हैं:

- एजेंसियों ने अपनी क्षमताओं से परे कार्य लिए हैं और कमीशनिंग के लक्ष्यों को पूरा करने के लिए संसाधनों को जुटाने में सक्षम नहीं हैं।
- एजेंसियों के समक्ष नकदी प्रवाह की समस्याएं / वित्तीय संकट।
- कई बार, कम कीमत पर काम ले लिया जाता है, लेकिन निष्पादन के दौरान वे उसे बनाए रखने में सक्षम नहीं होते हैं।

ऐसी स्थितियों में जहां बीओपी विक्रेताओं द्वारा बाधाएं महसूस की जाती हैं या जहां संविदा समाप्त हो गई है, के मामले में एनटीपीसी ने परियोजनाओं को पूरा करने के लिए निम्नलिखित कार्य योजना अपनाई है: -

- उप-विक्रेता को आराम पत्र देकर और उप-विक्रेताओं को प्रत्यक्ष रूप से भुगतान करके उप-विक्रेताओं के माध्यम से सामग्री लेना।
- साइट पर काम कर रहे मजदूरों को नियमित भुगतान सुनिश्चित करने के लिए साइट पर काम कर रही उप-एजेंसियों को प्रत्यक्ष रूप से भुगतान करना।
- क्रेन और अन्य टी एंड पी को किराए पर लेना और इनको प्रभार आधार पर एजेंसियों को मुहैया करना।

पावर स्टेशनों में बीओपी प्रणालियां आम तौर पर सामग्री हैंडलिंग प्रणालियां होती हैं जो सीमेंट, स्टील इत्यादि जैसे कई बड़े उद्योगों के लिए सामान्य होती हैं और वेंडर ऐसे कई उद्योगों में एक साथ काम कर रहे हैं। कुछ मुख्य प्लांट उपस्कर / ईपीसी ठेकेदारों ने यह भी सूचित किया है कि बीओपी वेंडर और सिविल ठेकेदार "गैर-पावर" कामों को प्राथमिकता देते हैं। इस प्रकार, अच्छे बीओपी वेंडरों की अपेक्षित उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए एक दीर्घकालिक समाधान मिलना आवश्यक है।

एनईपी -2012 में एक केंद्रीय संगठन को बीओपी ऑर्डर और उनके परिसमापन के संबंध में एक गतिशील डाटा बेस बनाए रखने का अधिदेश देने का सुझाव दिया था। विद्युत क्षेत्र के सामने आने वाली बाधाओं को ध्यान में रखते हुए, यह महसूस किया जाता है कि उद्योगों के बीच बीओपी वेंडरों के बारे में जानकारी साझा करने के लिए इस तरह के एक संगठनात्मक तंत्र पर विचार किया जाना चाहिए। इस प्रकार की व्यवस्था निम्नलिखित प्रमुख विवरण प्रदान कर सकती है: -

- बीओपी विक्रेताओं से संबंधित सभी सूचनाओं अर्थात् हाथों में मौजूदा आदेश, उनके कार्यान्वयन की स्थिति आदि, पूरे किए गए आदेश, ग्राहकों की प्रतिक्रियाओं को साझा करने के लिए एक वेब आधारित पोर्टल ताकि परियोजना विकासकर्ता (डेवलपर्स) भली-भांति सूचित और बेहतर निर्णय ले सकें।
- वेंडर के पास उपलब्ध टी एंड पी और प्रशिक्षित कुशल / अर्ध-कुशल जन शक्ति की उपलब्धता।

- दूसरे चरण में बीओपी बेंडरों और निर्माण एजेंसियों का उनके प्रदर्शन / निष्पादन के आधार पर मूल्यांकन किया जा सकता है और उन्हें रेटिंग दी जा सकती है।

यह भी महसूस किया जाता है कि उच्च सांद्रता वाले घोल के निपटान (एचसीडीडी) प्रकार की एश निपटान प्रणाली, कोयला हैंडलिंग प्लांटों (सीएचपी) के लिए बंद पाइप प्रकार के कंवेयर, बड़े आकार के आरओ सिस्टम जैसी नई उन्नत प्रौद्योगिकियों वाली बीओपी प्रणालियों की आवश्यकता है और इन प्रणालियों के कार्यान्वयन और ऐसी प्रणालियों के लिए प्रमुख उपस्करों का स्वदेशी स्तर पर निर्माण करने के लिए भी आवश्यक क्षमता विकसित की जानी चाहिए।

### 10.3 प्रमुख सामग्री की उपलब्धता

योजनागत ताप, जल और नाभिकीय क्षमता अभिवृद्धि के लिए निम्नलिखित प्रमुख सामग्री की उपलब्धता का आंकलन किया गया है: -

- स्टील, स्ट्रक्चरल स्टील और सुदृढीकरण स्टील
- सीमेंट
- एल्युमीनियम
- बॉयलर ट्यूब्स और पाइप्स
- मोटी बॉयलर गुणवत्ता प्लेट्स
- टर्बो-जेनरेटर)टीजी (सैटों के लिए कास्टिंग्स और फोर्जिंग

जैसा कि उल्लेख किया गया है, थर्मल परियोजनाओं के लिए सामग्री का आंकलन उपस्कर विनिर्माताओं से प्राप्त इनपुट के आधार पर किया गया है - पिछली योजना (एनईपी - 2012) में सामग्री के अनुमान के लिए अपनाए गए मानदंडों की समीक्षा विनिर्माताओं द्वारा की गई है और बताए गए संशोधनों को उपयुक्त रूप से शामिल किया गया है। नाभिकीय परियोजनाओं के लिए सीमेंट और अन्य सामग्री के लिए इनपुट पर कोयला आधारित परियोजनाओं की आवश्यकता के 130% आधार पर विचार किया गया है।

#### 10.3.1 अनुमान तैयार करने के लिए अपनाए गए मानदंड (शर्तें)

सामग्री का अनुमान लगाने के लिए अपनाए गए मानदंड तालिका 10.6 और तालिका 10.7 में दिए गए हैं।

#### तालिका- 10.6

परियोजनाओं के लिए प्रमुख सामग्री का अनुमान तैयार करने हेतु शर्तें / मानदंड  
(सभी आंकड़े टन / मेगावाट में)

सामग्री	ताप		जल
	कोयला / लिग्नाइट	गैस	
सीमेंट	150	60	956
संरचनागत स्टील	85	29	34
प्रबलित स्टील	45	24	93
स्टेनलैस स्टील	2	1	-
एल्युमीनियम*	0.5	0.5	0.1

\*खिडकियों, मेटल क्लैडिंग वॉल, नियंत्रण कक्षों में प्रयुक्त

**तालिका - 10.7**

**कोयला आधारित परियोजनाओं के लिए कॉस्टिंग और फोर्जिंग का अनुमान तैयार करने के लिए मानदंड/शर्तें**  
(आंकड़े एमटी प्रति सैट में\*)

उपस्कर	कास्टिंग का वजन	फोर्जिंग का वजन
टर्बाइन	384	234
जेनरेटर	3	130
<b>कुल</b>	<b>387</b>	<b>364</b>

\*सुपरक्रिटिकल 660/800 मेगावाट क्षमता वाली यूनिट

सामग्री के आकलन के लिए कास्टिंग और फोर्जिंग हेतु ऊपर दिए गए मानदंडों / शर्तों पर विचार किया गया है। जबकि विभिन्न विनिर्माताओं द्वारा दर्शाए गए कास्टिंग और फोर्जिंग का वजन भिन्न होता है, परन्तु उनके द्वारा दर्शाए गए कास्टिंग और फोर्जिंग का कुल वजन काफी भिन्न नहीं होता है। कुछ विनिर्माताओं ने कास्टिंग / फोर्जिंग की कम आवश्यकताओं के भी संकेत दिए हैं, हालांकि अनुमान तैयार करने के प्रयोजनों के लिए उच्च मूल्यों पर ही विचार किया गया है।

**तालिका- 10.8**

**ट्यूब, पाइप और मोटी बॉयलर प्लेटों का अनुमान तैयार करने के लिए मानदंड/शर्तें**

**आंकड़े टन/मेगावाट में**

सामग्री	सब क्रिटिकल यूनिट	सुपर क्रिटिकल यूनिट
ट्यूब और पाइप	10.15	10.62
मोटी बॉयलर गुणवत्ता प्लेट	1.20	1.61

**10.3.2 सामग्री के अनुमान**

उपरोक्त मानदंडों के आधार पर वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के लिए उत्पादन क्षमता की आवश्यकताओं के लिए विभिन्न प्रमुख सामग्री के अनुमान तालिका 10.9 और तालिका 10.10 में दिए गए हैं।

**तालिका- 10.9**  
**परियोजनाओं के लिए प्रमुख सामग्री के अनुमान**

(सभी आंकड़े मिलियन टन में)

	2017-22					2022-27				
	कोयला/ लिग्नाइट 6445 मेगावाट	गैस 406 मेगावाट	जल 6823 मेगावाट	नाभिकीय 3300 मेगावाट	कुल 16,794 मेगावाट	कोयला / लिग्नाइट** निबल क्षमता अभिवृद्धि 46420 मेगावाट	गैस 0 मेगावाट	जल 12000 मेगावाट	नाभिकीय 6800 मेगावाट	कुल** 65220 मेगावाट
सीमेंट	चूंकि वर्ष 2017-22 के दौरान दिखाई गई सभी क्षमता निर्माणाधीन हैं तथा यह माना जाता है कि आदेश पहले ही दिए जा चुके हैं, इसलिए सामग्री की आवश्यकता शून्य मानी जाती है।					6.963	0.00	11.47 2	1.3 260	19.761
संरचनागत स्टील						3.946	0.00	0.408	0.7 514	5.105
प्रबलित स्टील						2.089	0.00	1.116	0.3 978	3.603
स्टेनलेस स्टील						0.093	0.00	-	--	0.093
एल्युमीनियम*						0.023	0.000	0.001	0.0 044	0.029

नोट: \* खिडकियों, मेटल क्लैडिंग वॉल, नियंत्रण कक्षों में प्रयुक्त

\*\*चूंकि 47,855 मेगावाट क्षमता वाले कोयला आधारित पावर प्लांट वर्ष 2017-22 के दौरान स्थापित होने वाले हैं और वर्ष 2017-22 के दौरान उनकी आवश्यकता नहीं होगी, अतः 47,855 मेगावाट की इस कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि का वर्ष 2022-27 के दौरान सदुपयोग किया जाए। अतः वर्ष 2022-27 के दौरान केवल **46420 मेगावाट** कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता होगी।

**तालिका- 10.10****कास्टिंग/फोर्जिंग, ढ़ूब / पाइप और प्लेटों का अनुमान****(सभी आंकड़े मिलियन टन में)**

विवरण	कोयला/लिग्नाइट	
	2017-22	2022-27
	6445 मेगावाट	निवल क्षमता अभिवृद्धि 46420 मेगावाट
कास्टिंग	यह माना जाता है कि	0.0271
फोर्जिंग	आदेश पहले ही दिए जा चुके हैं, इसलिए	0.0255
ढ़ूब और पाइप	सामग्री की	0.493
मोटी बॉयलर गुणवत्ता प्लेटें	आवश्यकता शून्य मानी जाती है।	0.0748

**नोट: 2022-27 के दौरान 46,420 मेगावाट की अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता उपर्युक्त**

निर्माणाधीन 47,855 मेगावाट कोयला आधारित क्षमता से अधिक है और इसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की उम्मीद है, जिसके लिए ऐसा माना जाता है कि आदेश पहले ही दिए जा चुके हैं, इसलिए सामग्री की आवश्यकता शून्य मानी जाती है।

जैसा कि ऊपर से देखा जा सकता है, मांग अनुमानों के आधार पर 2017-22 के दौरान कोयला आधारित क्षमता की अतिरिक्त आवश्यकताओं को 6445 मेगावाट माना जाता है, हालांकि लगभग 47855 मेगावाट की कोयला आधारित परियोजनाएं निर्माणाधीन हैं और वर्ष 2017-22 के दौरान उनके चालू होने की संभावना है।

कास्टिंग और फोर्जिंग के लिए स्वदेशी निर्माण सुविधाएं बीएचईएल हरिद्वार में उपलब्ध हैं और एलएंडटी और भारत फोर्ज जैसे अन्य विनिर्माताओं के यहां भी ये सुविधाएं उपलब्ध हैं। बीएचईएल सेंट्रल फोर्ज और फाउंड्री प्लांट (सीएफएफपी) हरिद्वार ने अपनी क्षमता में काफी वृद्धि की है और कुछ विशेष कास्टिंग्स को छोड़कर अब यहां 660/800 मेगावाट की इकाइयों के लिए कास्टिंग और फोर्जिंग का विनिर्माण किया जा रहा है। बीएचईएल सीएफएफपी हरिद्वार के लिए कास्टिंग और फोर्जिंग की कुल क्षमता 10,000 टन प्रति वर्ष है। एलएंडटी और भारत फोर्ज के पास भी विश्वस्तरीय कास्टिंग और फोर्जिंग क्षमता है। एलएंडटी फोर्ज प्लांट में 54 टन तक की बड़ी कास्टिंग बनाने की क्षमता है - जो 660/800 मेगावाट इकाइयों के लिए उपयुक्त है। इस प्रकार बीएचईएल और अन्य स्वदेशी विनिर्माताओं के पास कास्टिंग और फोर्जिंग के लिए पर्याप्त स्वदेशी क्षमता उपलब्ध है। हालांकि, कास्टिंग / फोर्जिंग के डिजाइन प्रत्येक विनिर्माता के लिए विशिष्ट हैं और विनिर्माता अपने ओईएम की मानक परम्परा के आधार पर विभिन्न डिजाइन, सामग्री संरचना आदि को अपनाते हैं। इस प्रकार अधिकांश विनिर्माता वर्तमान में आयातित कास्टिंग / फोर्जिंग का उपयोग करते हैं।

उपकरण विनिर्माताओं ने उजागर किया है कि अधिकांश ढ़ूबों और प्लेटों को आयात किया जाना आवश्यक है। ग्रेड टी 20 तक की ढ़ूब स्वदेशी स्तर पर उपलब्ध हैं और इससे अधिक ग्रेड के ढ़ूब आयात किए जाते हैं। इसी प्रकार, 8"(200 नॉर्मल बोर) आकार तक के कार्बन स्टील पाइप स्वदेशी स्तर पर उपलब्ध हैं, लेकिन इससे इससे अधिक आकार वाले पाइपों का आयात किया जाता है। एएसटीएम ग्रेड ए335 पी 91 / पी 92 के लिए मिश्र धातु स्टील पाइप और एएसटीएम ग्रेड ए106 ग्रेड सी के लिए मोटी दीवार वाले कार्बन स्टील पाइप की घरेलू स्तर पर उपलब्धता की कमी के कारण आयात किया जाता

है। विशेष फिटिंग, नियंत्रण वाल्व जैसे महत्वपूर्ण वाल्व स्वदेशी स्तर पर उपलब्ध नहीं हैं। मोटी बॉयलर प्लेटों के विनिर्माण के लिए कोई स्वदेशी क्षमता उपलब्ध नहीं है और वे पूरी तरह से आयात की जा रही हैं। एसएआईएल ने अवगत कराया है कि वे केवल इलेक्ट्रिक रेसिस्टेंस वेल्डिड (ईआरडब्ल्यू) ट्यूबों का ही विनिर्माण कर रहे हैं और वे बॉयलरों के लिए आवश्यक सीमलेस ट्यूबों का विनिर्माण नहीं कर रहे हैं। इसके अलावा, वर्तमान में सीआरजीओ / सीआरएनजीओ स्टील के निर्माण के लिए कोई स्वदेशी क्षमता उपलब्ध नहीं है और ये स्टील आयात किए जाते हैं।

मुख्य इनपुट सामग्री के लिए एनईपी उप-समिति की बैठकों में विनिर्माताओं और इस्पात मंत्रालय के साथ आयोजित विचार विमर्श के दौरान, सभी के द्वारा इस बात पर सहमति व्यक्त की गई कि महत्वपूर्ण स्टील और ट्यूबों और प्लेटों के स्वदेशी विनिर्माण के लिए सुविधाएं सृजित करने की आवश्यकता है। इस्पात मंत्रालय / सेल ने बॉयलर और टर्बाइन जेनरेटर के विनिर्माण में इस्तेमाल किए जाने वाले विभिन्न विशेष स्टील्स के स्वदेशी विकास के लिए अनुसंधान एवं विकास शुरू करने पर सहमति व्यक्त की। यह सुझाव दिया जाता है कि इस्पात उद्योग द्वारा स्टील उद्योग के लिए आवश्यक विभिन्न स्टील और इस्पात उत्पादों की संरचनाओं / गुण-धर्मों के बारे में अधिक जानकारी साझा करने और इस्पात उद्योग द्वारा उनके स्वदेशी स्तर पर विनिर्माण करने के लिए विद्युत उपस्कर विनिर्माताओं और इस्पात विनिर्माताओं की भागीदारी से इस्पात मंत्रालय के तहत एक संयुक्त तंत्र बनाया जा सकता है।

#### 10.4 रेल परिवहन

विद्युत के उपस्करों के साथ ही विद्युत स्टेशनों को कोयला की आपूर्ति अर्थात् उनके संचलन के लिए रेल परिवहन महत्वपूर्ण है। एनईपी - 2012 और योजना आयोग द्वारा विद्युत पर 12वीं योजना के लिए गठित कार्यकारी समूह ने निम्नलिखित पर जोर दिया था:

- समर्पित फ्रेट कॉरिडोर (डीएफसी) का निर्माण,
- मुख्य कोयला क्षेत्रों अर्थात् उत्तर करनपुरा, आईबी घाटी, तलचर और मांद रायगढ़ से कोयला निकालने की क्षमता का विस्तार।
- कोयला उतराई की सुविधा वाले सभी बंदरगाहों, विशेष रूप से छोटे बंदरगाहों के लिए रेल संपर्क।
- गेज रूपांतरण, नई रेल लाइनें, नए मार्गों का विद्युतीकरण

रेलवे ने संकेत दिया है कि जहां एक ओर डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर (डीएफसी) को अपनाया जा रहा है, वहीं दूसरी ओर रेलवे लाइनों की वृद्धि के लिए समानांतर प्रयास किए जा रहे हैं; ताकि परिवहन में महसूस की जाने वाली किसी भी बाधा को दूर किया जा सके। मध्य और पूर्वी रेलवे में प्रमुख रेलवे परियोजनाएं शुरू की गई हैं। इसके अलावा, परिवहन की बाधाओं / प्राथमिकताओं की पहचान के लिए विद्युत मंत्रालय और रेल मंत्रालय के बीच एक समन्वय तंत्र मौजूद है और इसमें किए गए मूल्यांकन / चर्चाओं के आधार पर रायपुर - टिटलागढ़ लाइन को पहले की 2020 की योजना की तुलना में पहले ही 2018 में शुरू करने के लिए उन्नत किया गया है। रेलवे से यह भी सुनिश्चित करने के लिए अनुरोध किया गया है कि उत्तरी करामापुरा क्षेत्र, जहां कोयला इंडिया लिमिटेड नई खानों की योजना बना रहा है, में कोई भी बाधा उत्पन्न न हो और इन खानों के साथ-साथ एनटीपीसी के कोयला ब्लॉकों से मध्य क्षेत्र में कोयला ले जाने की आवश्यकता होगी।

छोटे बंदरगाहों के लिए रेल लाइन कनेक्टिविटी के बारे में रेलवे ने अवगत कराया है कि रेल मंत्रालय ने नये / छोटे बंदरगाहों तक कनेक्टिविटी के लिए कोई भी नई परियोजनाएं न करने का एक नीतिगत निर्णय लिया है और बंदरगाह कनेक्टिविटी के लिए ऐसी सभी परियोजनाएं पीपीपी मॉडल पर शुरू की जाएंगी, जहां संयुक्त उद्यम (जेवी) बंदरगाह डेवलपर्स द्वारा गठित किए जाएंगे जिनमें रेलवे 26% की इक्विटी के साथ एक भागीदार के रूप में शामिल होगा। इस तरह

की व्यवस्था जहां एक ओर रेलवे द्वारा लाइनों के लिए भूमि अधिग्रहण की सुविधा प्रदान करेगी, वहीं दूसरी ओर पोर्ट डेवलपर्स द्वारा आवश्यक भागीदारी भी सुनिश्चित होगी। इस तरह की व्यवस्था रेलवे पर नई परियोजनाओं के वित्तीय बोझ को कम करती है, अन्य पणधारकों (बंदरगाह डेवलपर्स आदि) की प्रतिबद्धता सुनिश्चित करती है और साथ ही पणधारकों के बीच राजस्व को साझा करने के भी लाभ प्रदान करती है।

रेलवे द्वारा फरवरी 2015 में एक श्वेत पत्र<sup>2</sup> लाया गया, जिसमें 173,448 करोड़ रुपए की अनुमानित परियोजना लागत से 17105 किमी कुल लंबाई की 154 नई लाइन परियोजनाओं के एक शेल्फ और कुल 208 गेज़ परिवर्तन और 94937 करोड़ रुपए की लागत से 18,976 किमी की दोहरीकरण परियोजनाएं शामिल करने की परिकल्पना की गई है। विभिन्न श्रेणियों की परियोजनाओं पर ध्यान केंद्रित करने और सुनिश्चित निधियन उपलब्ध कराने के प्रयोजन से परियोजनाओं के शेल्फ को वर्गीकृत किया गया है। वित्तपोषण के वर्तमान स्तरों के साथ, प्राथमिकता प्राप्त परियोजनाएं 3 से 13 वर्ष तक में पूरी हो सकती हैं। इस प्रकार उद्योग के साथ लागत बंटवारे के आधार पर कई परियोजनाएं शुरू की गई हैं - इस तरह की दो परियोजनाएं कोल इंडिया और एनटीपीसी के साथ शुरू की गई हैं।

रेल संपर्क और क्षमता बढ़ाने के लिए बंदरगाहों, बड़ी खानों, उद्योगों के क्लस्टर को अंतिम मील कनेक्टिविटी प्रदान करने में निजी क्षेत्र की भागीदारी पर रेलवे की नीति में निम्नलिखित पांच मॉडलों का प्रस्ताव रखा है:

- i) गैर-सरकारी निजी लाइन मॉडल
- ii) संयुक्त उद्यम
- iii) ग्राहक द्वारा वित्तपोषण के माध्यम से क्षमता में वृद्धि
- iv) बीओटी
- V) वार्षिकी मॉडल के माध्यम से क्षमता में वृद्धि।

सभी मॉडल कनेक्टिविटी परियोजनाओं को सक्षम बनाने के लिए निवेशक को एक स्पष्ट राजस्व प्रवाह प्रदान करते हैं। निजी लाइन मॉडल, संयुक्त उद्यम और बीओटी के लिए तीन मॉडल रियायत समझौतों को मंजूरी दे दी गई है और उन्हें सार्वजनिक डोमेन में डाल दिया गया है। अन्य दो मॉडलों के लिए समझौते अनुमोदन प्रक्रिया के तहत हैं।

## 10.5 सड़क परिवहन

सड़क परिवहन रेलवे और बंदरगाहों जैसे परिवहन के अन्य साधनों के साथ मिलकर विद्युत परियोजनाओं को अंतिम मील कनेक्टिविटी प्रदान करता है; जबकि यह बड़े आकार वाली खेप (ओडीसी) के लिए परिवहन का एकमात्र तरीका है। एनईपी - 2012 और योजना आयोग द्वारा विद्युत पर 12वीं योजना के लिए गठित कार्यकारी समूह ने निम्नलिखित पर जोर दिया था :-

<sup>2</sup> भारतीय रेलवे – एक श्वेत पत्र -

[http://www.indianrailways.gov.in/railwayboard/uploads/directorate/finance\\_budget/Budget\\_2015-16/White\\_Paper-English.pdf](http://www.indianrailways.gov.in/railwayboard/uploads/directorate/finance_budget/Budget_2015-16/White_Paper-English.pdf)

- उच्च आकार इकाइयों के लिए अधिक आकार वाली खेपों (ओडीसी) के परिवहन के लिए सड़क और राजमार्गों का सुदृढीकरण और विस्तार।
- 49 एमटी से अधिक भारी खेपों और हाइड्रोलिक एक्सल ट्रेलरों को शामिल करने के लिए मोटर वाहन अधिनियम में संशोधन।
- 100 एमटी से अधिक ओडीसी को समायोजित करने के लिए आईआरसी / सड़क परिवहन एवं राजमार्ग मंत्रालय (एमओआरटीएच) द्वारा सड़कों और पुलों के लिए भार वर्गीकरण की समीक्षा।
- ओडीसी संचलन के लिए एकल खिड़की स्वकृति और एकमुश्त भुगतान।
- राजमार्गों पर निर्मित टोल प्लाजा का उचित डिजाइन।
- सड़कों पर तेज मोड़ / ढाल को कम से कम करने और अंडरपासों में पर्याप्त ऊर्ध्वाधर निकासी के लिए गैप बनाए रखने के लिए उत्तर पूर्वी और पहाड़ी राज्यों में सड़क डिजाइन में परिवर्तन।
- जल विद्युत परियोजनाओं के लिए उचित पहुंच मार्ग।

ओडीसी संचलन का यह मुद्दा विद्युत परियोजनाओं के लिए सबसे महत्वपूर्ण है। हालांकि, उपस्कर विनिर्माताओं ने संकेत दिया है कि पिछले कई सालों से लगातार अनुवर्ती कार्रवाई के बावजूद भी उपरोक्त मुद्दों का कोई संतोषजनक समाधान नहीं हुआ है। वर्तमान में कई राज्यों में विशेष मंजूरी आवश्यक होने के साथ, लॉरीज़ का टर्नओवर टाइम / नुकसान प्रभार काफी अधिक हो जाता है; और बड़े ओडीसी के संचलन के लिए एजेंसियों की सीमित उपलब्धता के कारण महत्वपूर्ण वस्तुओं के परिवहन में विलंब होता है, जिसके परिणामस्वरूप परियोजना निष्पादन में देरी हो जाती है। इस प्रकार प्राथमिकता के आधार पर इस मुद्दे का समाधान करने की जरूरत है। विनिर्माताओं ने कई सुझाव दिए हैं जैसे - लगभग 16 एमटी / एक्सल के मानकीकृत अधिकतम एक्सल भार को अपनाने और इसके बाद कोई अनुमोदन आवश्यक नहीं होना चाहिए; वर्तमान में अलग-अलग राज्य प्राधिकरणों द्वारा मामला दर मामला आधार पर ओडीसी के लिए एकल खिड़की स्वकृति / निकासी प्रणाली। यह भी सुझाव दिया गया है कि केंद्रीय परिवहन एवं राजमार्ग मंत्रालय (एमओआरटीएच) द्वारा सभी पुलों को नवीनीकृत करने के लिए केंद्रीय और राज्य प्राधिकरणों के साथ मिलकर सभी पुलों की न्यूनतम क्षमता बढ़ाने के लिए एक राष्ट्रीय पुल उन्नयन कार्यक्रम शुरू किया जा सकता है ताकि ओडीसी के संचलन में सुधार किया जा सके।

सड़क परिवहन एवं राजमार्ग मंत्रालय (एमओआरटीएच) ने संकेत दिया है कि राष्ट्रीय राजमार्गों पर ओडीसी का अनुमोदन ऑनलाइन कर दिया गया है। यह एमओआरटीएच की वेबसाइट से यह देखा गया है कि ओडीसी संचलन के लिए ऑनलाइन स्वकृति हेतु एक प्रणाली प्रचालनरत है<sup>3</sup>। हालांकि, यह देखा गया है कि ऑनलाइन मंजूरी केवल राष्ट्रीय राजमार्ग (एनएच) पर स्थित पुलों से संबंधित है और इसमें 50 मीटर से अधिक लंबाई वाले पुलों को शामिल नहीं किया गया है। उद्धरण - संचलन की अनुमति राष्ट्रीय राजमार्गों और दुर्घटनाग्रस्त पुलों (पुल जो मंत्रालय के दिनांक 20 मई, 2014 के परिपत्र संख्या आरडब्ल्यूएनएच 35072/1/2010 एस एंड आर (बी) के अनुसार आईआरसी भार को ले जाने के लिए असुरक्षित हैं) को छोड़कर 50 मीटर से कम लंबाई वाले पुलों के लिए अनुमति दी गई है। > 50 मीटर लंबाई वाले पुलों या ऐसे पुलों, जिनको मंत्रालय के दिनांक 24/01/2013 के परिपत्र संख्या आरडब्ल्यूएनएच 35072/1/2010 एस एंड आर (बी) में शामिल नहीं किया गया, के संचालन की अनुमति आईआरसी: एसपी: 37: 2010 के अनुसार पर्याप्तता की जांच के बाद ही और 20 मई, 2014 के परिपत्र के अनुसार प्रक्रिया को पूरा करने के बाद ही दी अनुमति दी जाएगी।

सड़क परिवहन एवं राजमार्ग मंत्रालय (एमओआरटीएच) की वेबसाइट पर वानकबोरी टीपीएस के लिए बीएचईएल हैदराबाद को उपलब्ध एक विशिष्ट अनुमोदन से यह देखा गया है कि वहां 8 दुर्घटनाग्रस्त पुल हैं और 10 अन्य पुलों को

<sup>3</sup><https://morth-owc.nic.in/auth/users/index.asp>

शामिल किया गया है जहां ओडीसी संचलन की अनुमति नहीं है। इसके अलावा ऐसे 11 पुल (10 विशेष पुलों और 50 मीटर से अधिक लंबाई के 1 पुल) हैं, जहां ओडीसी संचलन की अनुमति केवल पर्याप्तता की जांच करने और प्रक्रिया को पूरा करने के बाद ही दी जाएगी, इस प्रकार उनके लिए विशिष्ट मंजूरी प्राप्त करना आवश्यक होगा। इस प्रकार, जैसा कि विनिर्माताओं द्वारा उजागर किया गया है कि इस तरह की प्रणाली की उपयोगिता कम है क्योंकि इसके लिए इस ऑनलाइन प्रणाली के बावजूद भी पर्याप्त विशिष्ट अनुमतियां आवश्यक हैं। इस प्रकार विनिर्माताओं के लगभग 16 एमटी / एक्सल के मानकीकृत अधिकतम एक्सल भार को अपनाने और इसके बाद कोई अनुमोदन आवश्यक न होने, वर्तमान में अलग-अलग राज्य प्राधिकरणों द्वारा मामला दर मामला आधार पर ओडीसी के लिए एकल खिड़की स्वकृति / निकासी प्रणाली लागू करने अथवा केंद्रीय परिवहन एवं राजमार्ग मंत्रालय (एमओआरएचएच) द्वारा सभी पुलों को नवीनीकृत करने के लिए केन्द्रीय और राज्य प्राधिकरणों के साथ मिलकर सभी पुलों की न्यूनतम क्षमता बढ़ाने के लिए एक राष्ट्रीय पुल उन्नयन कार्यक्रम शुरू करने पर गंभीरता से विचार किया जाना चाहिए ताकि ओडीसी के संचलन में मौजूदा बाधाओं को दूर किया जा सके और इसमें सुधार किया जा सके।

### 10.6 बंदरगाह

आयातित कोयले के साथ-साथ परियोजनाओं के लिए उपस्करों के परिवहन के लिए बंदरगाह महत्वपूर्ण हैं। एनईपी - 2012 और योजना आयोग द्वारा विद्युत पर 12वीं योजना के लिए गठित कार्यकारी समूह ने बंदरगाहों के विकास के लिए निम्नलिखित पर बल दिया था: -

- आयातित और घरेलू कोयले को नियंत्रित करने और उसके रखरखाव के लिए बंदरगाहों में पर्याप्त कोयला उतराई व्यवस्था।
- पूर्वी तट पर उड़ीसा की खानों से कोयला निकालने के लिए पारादीप और विजाग बंदरगाहों में कोयला नियंत्रण और रखरखाव सुविधाओं को बढ़ाया जाए क्योंकि वहां रेल मार्गों में भीड़ बढ़ गई है।
- क्रेन की क्षमता, सिलो, कन्वेयर और वैगन टिपप्लर को बढ़ाकर सभी प्रमुख और महत्वपूर्ण छोटे बंदरगाहों का मशीनीकरण।
- पैनामाक्स या कैपसाइज़ वेसेल को नियंत्रित करने के लिए विभिन्न बंदरगाहों पर ड्रॉफ्ट को बढ़ाना।
- ओडीसी को उतारने के लिए कम से कम दो प्रमुख बंदरगाहों अर्थात् पश्चिमी तट पर कंडला और पूर्व तट पर पारादीप में आरओ-आरओ बर्थ का निर्माण।
- ओडीसी को संभालने के लिए बंदरगाहों को सड़क संपर्क सुनिश्चित करना जरूरी है।

जहाजरानी मंत्रालय ने बताया है कि देश में 12 प्रमुख बंदरगाहों में से छह बंदरगाह, अर्थात् हल्दिया, पारादीप, तुतिकोरिन, नए मंगलोर में कोयले का रखरखाव किया जा रहा है और कोयले के रखरखाव व उसे संभालने के लिए इन बंदरगाहों की वर्तमान क्षमता सालाना 75 मिलियन टन हैं। इसके अलावा, जहाजरानी मंत्रालय ने एक नीतिगत निर्णय लिया है कि प्रमुख बंदरगाहों में क्षमता बढ़ाने के लिए कार्य पीपीपी मोड के माध्यम से शुरू किया जाएगा।

जहाजरानी मंत्रालय, भारत सरकार के प्रशासनिक नियंत्रण में 12 प्रमुख बंदरगाह अर्थात् कोलकाता, पारादीप, विशाखापत्तनम, चेन्नई, कामराज पोर्ट (एनोर), वीओ चिदंबरनार (टूटीकोरिन), नया मंगलोर, मोरमुगाव, कोचीन, मुंबई, कांडला और जवाहरलाल नेहरू पोर्ट हैं। भारत के पश्चिमी तट पर 6 बड़े बंदरगाह हैं और भारत में पूर्वी तट पर 6 बड़े बंदरगाह हैं। इसके अलावा, कई छोटे बंदरगाह हैं, जो मंत्रालय के कार्यक्षेत्र में नहीं आते हैं और वे राज्य सरकार के अधिकार क्षेत्र में आते हैं। 31 मार्च, 2015 की स्थिति के अनुसार प्रमुख बंदरगाहों की कुल क्षमता 871.52 मिलियन टन है। हल्दिया

डॉक (कोलकाता बंदरगाह), पारादीप, एनोर, वी.ओ. चिदंबरनार, न्यू मैंगलोर और मोरमूगांव जैसे प्रमुख बंदरगाहों में कोयला हैंडलिंग के लिए समर्पित सुविधाएं हैं। इसके अलावा, विशाखापत्तनम पोर्ट में भी बहुउद्देशीय बर्थ पर कोयले को संभाला जाता है। 31.3.2015 की स्थिति के अनुसार समर्पित कोयला हैंडलिंग सुविधाओं की क्षमता 74.56 मिलियन टन है।

प्रमुख बंदरगाहों पर क्षमता वृद्धि की परियोजनाएं सार्वजनिक निजी भागीदारी मॉडल (पीपीपी) पर ही संचालित की जाती हैं, जहां निजी डेवलपर्स अपने जेट्टी विकसित करते हैं और प्रबंधन, नेविगेशन और अन्य सुविधाएं बंदरगाह प्राधिकरणों द्वारा प्रदान की जाती हैं। विभिन्न श्रेणी के कार्गो के लिए कार्गो क्षमता की मांग के आधार पर अर्हता प्रक्रिया के लिए अनुरोध किया जाता है। आरएफक्यू स्तर पर योग्य बोली लगाने के लिए अर्हक बोलीदाता संबंधित प्रमुख बंदरगाहों के साथ राजस्व साझा करने वाले मॉडल के साथ आरएफपी (प्रस्ताव के लिए अनुरोध) में भाग लेने के लिए पात्र हैं। पीपीपी ऑपरेटर और पोर्ट के बीच मॉडल रियायत समझौते पर परियोजना के लिए शर्तों के साथ हस्ताक्षर किए जाते हैं।

जहाजरानी मंत्रालय ने बताया है कि विद्युत कंपनियों के लिए थर्मल कोयला निकालने के लिए संभारिकी रसद योजना हेतु समझौता ज्ञापन (एमओयू) पर हस्ताक्षर करना आवश्यक हो सकता है। समझौता ज्ञापन के आधार पर बर्थ के विकास के साथ क्षमता बढ़ाने का कार्य संबंधित पोर्ट द्वारा शुरू किया जाता है। केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित बंदरगाहों में पीपीपी परियोजनाओं के मूल्यांकन / अनुमोदन के लिए अनुपालन प्रक्रिया की एक प्रति **अनुबंध -10.1** में दी गई है।

### 10.7 अंतर्देशीय जलमार्ग

निम्नलिखित पांच प्रमुख नदी / नहर प्रणालियों को राष्ट्रीय जलमार्ग घोषित किया गया है :-

- गंगा - भागीरथी - हल्दिया (सागर) और इलाहाबाद के बीच हुगली नदी प्रणाली (कुल 1620 किलोमीटर) - को 1986 में राष्ट्रीय जलमार्ग नंबर 1 (एनडब्ल्यू -1) घोषित किया गया।
- बांग्लादेश सीमा और साड़िया के बीच ब्रह्मपुत्र नदी (891 किमी) - को 1988 में राष्ट्रीय जल मार्ग संख्या 2 (एनडब्ल्यू-2) के रूप में घोषित किया गया।
- पश्चिम तट नहर (कोट्टापुरम - कोल्लम), उद्योगमंडल नहर (कोच्चि-पाथलम पुल) और चंपकारा नहर (कोच्चि-अंबलामगुगल) (कुल 205 किलोमीटर) - को 1993 में राष्ट्रीय जल मार्ग नंबर 3 (एनडब्ल्यू -3) के रूप में घोषित किया गया।
- नहरों के काकीनाडा-पुडुचेरी खंड, गोदावरी नदी (कालुवेली टैंक, भद्राचलम-राजामुंद्री) और कृष्णा नदी (वजीराबाद-विजयवाड़ा) (कुल 1095 किमी) को 2008 में राष्ट्रीय जल मार्ग नंबर 4 (एनडब्ल्यू -4) के रूप में घोषित किया गया।
- पूर्वी तट नहर के ब्रह्मणी, ज्योनखाली नदी के तालचेर - धामरा खंड - मटाई नदी के चरबटिया-धमरा खंड और महानदी डेल्टा नदियों के मंगलगादी-परादीप खंड (कुल 623 किलोमीटर) को 2008 में राष्ट्रीय जलमार्ग नंबर 5 (एनडब्ल्यू-5) के रूप में घोषित किए गए हैं।

इसके अतिरिक्त, असम में बराक नदी के लखिपुर से भिंगा तट (121 किमी) को राष्ट्रीय जलमार्ग - 6 के रूप में घोषित किया जाना प्रस्तावित है।

कुछ जलमार्ग जैसे एनडब्ल्यू -1 और एनडब्ल्यू -2 अच्छी तरह से विकसित हैं।

- i. एनडब्ल्यू-1 पर, अंतर्देशीय जलमार्ग प्राधिकरण (आईडब्ल्यूआई) नौवहन और विकास में सुधार के लिए विभिन्न विकासात्मक कार्य और टर्मिनल और नेविगेशन के लिए सहायक सुविधाओं जैसे अन्य बुनियादी ढांचे के रखरखाव कर रहा है। आईडब्ल्यूआई इस जलमार्ग (एनडब्ल्यू -1) पर हल्दिया (सागर) और फरक्का (560 किमी) के बीच 3.0 मीटर, फरक्का - बाढ़ (400 किमी) के बीच 2.5 मीटर, बाढ़ -गाजीपुर (290 किमी) के बीच 2.0 मीटर और चुनार-इलाहाबाद क्षेत्र (370 किमी) के बीच 1.2 से 1.5 मीटर की न्यूनतम उपलब्ध गहराई (एलएडी) बनाए रख रहा था।
- ii. इस जलमार्ग पर पहले से ही कई बड़े कार्गो का संचालन चल रहा है - जैसे हल्दिया से फतुहा (पटना) के बीच मैसर्स टाटा केमिकल्स के लिए 2600 टन उर्वरक, फतुहा (पटना) से कोलकाता के बीच मैसर्स इफ्को फूलपुर के लिए 2500 टन उर्वरक का वर्ष 2013-14 के दौरान सफलतापूर्वक परीक्षण के तौर पर संचालन किया गया। इसके अलावा, वर्ष 2013-14 के दौरान कोलकाता - सेमरिया-कोलकाता और कोलकाता - पटना - कोलकाता के बीच कई अंतर्देशीय पर्यटक जहाजों ने सफल यात्राओं की शुरुआत की।
- iii. एनडब्ल्यू -2 पर, आईडब्ल्यूआई बांग्लादेश सीमा-नेयामाटी (629 किलोमीटर) में 2.5 मीटर, नेयामाटी-डिब्रूगढ़ (139 किलोमीटर) में 2.0 मीटर और डिब्रूगढ़-साडिया (ओरिमाघाट) खंड में 1.5 मीटर की एक नौवहन गहराई को बनाए रख रहा है। वर्तमान में जलमार्ग का इस्तेमाल असम सरकार, सीआईडब्लूसी, सीमा सुरक्षा बल, पर्यटन संगठन और अन्य निजी ऑपरेटरों द्वारा किया जा रहा है। लंबी कूज वाले पर्यटक जहाज डिब्रूगढ़ के पास शिवसागर और जोग्छोपा के पास मानस वन्य जीव अभयारण्य के बीच नियमित रूप से यात्राएं कर रहे हैं। अधिक आकार वाले कार्गो (ओडीसी) का भी समय समय पर जलमार्ग के माध्यम से परिवहन किया जाता है। इस जलमार्ग के माध्यम से पीओएल (पेट्रोलियम, तेल और ल्यूब्रीकेंट) का परिवहन सिलघाट से बज़-बज़ (पश्चिम बंगाल) और बाघमारी (बांग्लादेश) के बीच किया गया।

कोयला परिवहन के लिए अंतर्देशीय जलमार्ग का प्रभावी ढंग से उपयोग किया जा सकता है क्योंकि यह भारतीय रेल नेटवर्क पर बहुत अधिक दबाव डाल रहा है; इस प्रकार जहां कहीं भी संभव हो, अंतर्देशीय जलमार्ग का उपयोग कर कोयले के परिवहन (विशेष रूप से आयातित कोयला) पर विचार किया जा सकता है।

एनटीपीसी द्वारा पहले से ही राष्ट्रीय जलमार्ग-1 के माध्यम से फरक्का स्टेशन को आयातित कोयले के परिवहन के लिए शुरुआत कर दी गई है। परिवहन नवंबर, 13 में पहले ही शुरू हो चुका है और 31.12.2015 तक फरक्का स्टेशन को इस मोड के जरिए लगभग 1.2 एमएमटी आयातित कोयले की आपूर्ति की गई है। नियोजित तंत्र / प्रक्रिया के मुख्य विवरण निम्नानुसार हैं: -

क. एनटीपीसी ने अंतर्देशीय जलमार्ग प्राधिकरण (आईडब्ल्यूआई) के साथ एक त्रिपक्षीय समझौता किया और ऑपरेटर का चयन किया। समझौते के अनुसार, ऑपरेटर के लिए निम्नलिखित आवश्यक है: -

- i. उच्च सागर (सैंडहेड्स / कनिका सैंड्स - हल्दिया से करीब 140 किलोमीटर) से फारक्का पावर प्लांट तक 3 एमएमटीपीए आयातित कोयला का उतार-चढ़ाव और परिवहन।
- ii. मध्य समुद्र में स्थानांतरण बिंदु से एनटीपीसी के कोयला स्टॉक यार्ड सहित ट्रांसफाइपर, बार्जेंस, फारक्का जलमार्ग पर अनलोडिंग व्यवस्था, जेटी से फरक्का कोयला स्टॉकयार्ड से कन्वेयर (लगभग 2.5 किमी) जैसी अवसंरचना सृजित करना।
- iii. सीओडी से 7 वर्षों के लिए परियोजना का संचालन और रखरखाव करना।

- iv. एनटीपीसी ने सीओडी से 7 साल तक अंतर्देशीय जलमार्ग से 3 एमएमटीपीए कोयले के परिवहन के लिए प्रतिबद्धता व्यक्त की थी।
  - v. परियोजना के लिए संपूर्ण निवेश ऑपरेटर द्वारा किया जाना है। ऑपरेटर द्वारा लाए गए कोयले के लिए भुगतान एनटीपीसी द्वारा समय-समय पर नियुक्त आयातित कोयला पूर्तिकर्ता (आईसीएस) द्वारा किया जाता है।
  - vi. ऑपरेशन के 7 साल के बाद फरक्का की सामग्री नियंत्रण प्रणाली को एनटीपीसी को हस्तांतरित किया जाएगा।
- ख. आईडब्ल्यूआई को वर्ष में न्यूनतम 330 दिन के लिए न्यूनतम 2.5 मीटर की न्यूनतम उपलब्ध गहराई (एलएडी) और चौबीस घंटे प्रचालन के लिए नेविगेशनल एड्स सुनिश्चित करना आवश्यक है।
- ग. इस परियोजना ने 28.10.2013 को अपना प्रचालन शुरू किया और 03 बराज का पहला सेट 13.11.2013 को फरक्का पहुंचा, जिसमें आयातित कोयला के प्रत्येक बराज में लगभग 1500 मिलियन टन कोयला ले जाया गया।

पश्चिम बंगाल और बिहार राज्यों में गंगा के तट पर कई थर्मल पावर स्टेशन चल रहे हैं। इसके अलावा बिहार और उत्तर प्रदेश में भी कई थर्मल पावर स्टेशन प्रस्तावित / निर्माणाधीन हैं। आईओडब्लूटी के माध्यम से उनकी कोयला आवश्यकताओं को पूरा किया जा सकता है। रेलवे और जलमार्ग प्राधिकरण विद्युत परियोजनाओं के लिए कोयला और विद्युत उपस्करों की आवाजाही को आसान बनाने के लिए मार्ग / रणनीतियों का संयुक्त रूप से विकास कर सकते हैं।

### 10.8 प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए एलएनजी रीगैसिफिकेशन और पाइपलाइन

देश में एलएनजी के लिए मौजूदा रीगैसिफिकेशन क्षमता लगभग 21 मिलियन टन प्रति वर्ष (एमएमटीपीए) है। हालांकि, इस क्षमता का केवल एक हिस्सा ही विद्युत क्षेत्र के लिए उपलब्ध है। पीएलएल 2016 तक अपने दहेज टर्मिनल की वर्तमान 10 एमएमटीपीए की क्षमता को 16 एमएमटीपीए तक बढ़ाने की योजना बना रहा है। मैसर्स शैल भी अपनी क्षमता बढ़ाने और ब्रेक वॉटर सुविधा के निर्माण के साथ इसे 5 एमएमटीपीए तक बढ़ाने की योजना बना रहा है। हालांकि कोच्चि टर्मिनल को सितंबर -2013 में चालू किया गया है, परन्तु, वर्तमान में टर्मिनल अपनी क्षमता के लगभग 3.41% पर चल रहा है।

ओएनजीसी ने मैंगलोर में एलएनजी रीगैसिफिकेशन टर्मिनल की स्थापना के लिए व्यवहार्यता अध्ययन करने के लिए न्यू मैंगलोर पोर्ट ट्रस्ट (एनएमपीटी), मित्सुई और बीपीसीएल के साथ एक समझौता ज्ञापन (एमओयू) पर हस्ताक्षर किए हैं। आईओसीएल एन्नोर में 5 एमएमटीपीए एलएनजी रीगैसिफिकेशन टर्मिनल की स्थापना कर रहा है। गेल और आईओसीएल ने उड़ीसा में प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल में क्षमता की बुकिंग के लिए धमरा एलएनजी टर्मिनल प्राइवेट लिमिटेड के साथ अलग-अलग समझौता ज्ञापनों पर हस्ताक्षर किए हैं। आंध्र प्रदेश गैस वितरण निगम (एपीजीडीसी), गेल की एक संबद्ध कंपनी आंध्र प्रदेश सरकार के सहयोग से काकीनाडा में एलएनजी टर्मिनल आधारित 3.5 एमएमटीपीए फ्लोटिंग स्टोरेज रीगैसिफिकेशन यूनिट (एफएसआरयू) की स्थापना को बढ़ावा दे रहा है।

वर्तमान में, देश में करीब 15,000 किलोमीटर की प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की अवसंरचना उपलब्ध है और राष्ट्रीय गैस ग्रिड को पूरा करने के लिए अतिरिक्त 15,000 किमी पाइपलाइन की आवश्यकता है। इस अतिरिक्त 15,000 किलोमीटर

पाइपलाइन में से, पीएनजीआरबी / भारत सरकार ने लगभग 11,900 किलोमीटर पाइपलाइन बिछाने के लिए संस्थाओं को अधिकृत किया है। माननीय सुप्रीम कोर्ट के समक्ष लंबित अदालती मामले के कारण एन्नोर-बेंगलुरु-पुदुच्चेरी-नागापट्टिनम-मदुरै-तुतिकोरिन के संबंध में लगभग 1175 किमी की पाइपलाइन अधिनिर्णय के लिए लंबित थी। उपर्युक्त अदालती मामले का हाल ही में निराकरण कर दिया गया है, जिससे इस खंड के अधिनिर्णय के लिए रास्ता साफ हो गया है।

### 10.9 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इनपुट (आवश्यक सामग्री)

उपरोक्त पैरा -10.1 में बताए गए अनुसार, 2017-22 और 2022-27 की अवधि के दौरान अक्षय ऊर्जा से पर्याप्त क्षमता अभिवृद्धि की परिकल्पना की गई है। एमएनआरई से इन उपकरणों के विनिर्माताओं के परामर्श से सौर ऊर्जा, पवन आदि के आधार पर नवीकरणीय परियोजनाओं के लिए विभिन्न आदानों (इनपुट), स्वदेशी स्तर पर उनकी उपलब्धता और उपस्करों आदि के परिवहन से जुड़े मुद्दों का अनुमान के लिए मानदंड तैयार करने का अनुरोध किया गया और एमएनआरई द्वारा अलग से उपलब्ध कराए जाएंगे।

### 10.10 थर्मल स्टेशनों के लिए भूमि और पानी

#### 10.10.1 भूमि

विभिन्न विन्यास वाले थर्मल पावर प्लांटों के लिए जमीन की आवश्यकता पर सीईए की रिपोर्ट "थर्मल पावर स्टेशन के लिए भूमि की आवश्यकता की समीक्षा - 2010" के अनुसार 500 मेगावाट से 800 मेगावाट यूनिट आकार के लिए घरेलू कोयला पर निर्भर कोयला आधारित स्टेशन के 2-इकाई संयोजन के लिए प्रतीकात्मक मूल्य 1.11 से 0.929 एकड़/मेगावाट के बीच हो सकता है और आयातित कोयला पर आधारित तटीय स्टेशनों के लिए लगभग 0.55 एकड़ / मेगावाट है। सदस्यों द्वारा इसके लिए सहमति व्यक्त की गई है।

योजना आयोग द्वारा पावर पर 12वीं योजना के लिए गठित कार्य समूह ने जमीन अधिग्रहण के संबंध में निम्नलिखित प्रमुख मुद्दों की पहचान की है: -

- भूमि रिकॉर्ड्स का अभाव, मुआवजे से संबंधित मुद्दे – कब्जाधारकों, जो मालिक नहीं हैं, की स्थिति के बारे में स्पष्टता का अभाव,
- ऐश / जल पाइपलाइनों, कोयला कन्वेयर और पारेषण लाइनों के लिए मार्गाधिकार (आरओई), स्थानीय लोगों से प्रतिरोध,
- एमओईएफ से वन स्वीकृति और वन भूमि का अधिग्रहण और परियोजना से प्रभावित लोगों (पीएपी) का पुनर्वास और पुनर्स्थापना।

कार्य समूह ने भूमि के उपयोग और अधिग्रहण के लिए निम्नलिखित की सिफारिश की थी:

- मौजूदा प्लांटों के भीतर अतिरिक्त भूमि के इस्तेमाल से नई परियोजनाओं के लिए जमीन की आवश्यकता के दबाव को न्यूनतम करना।

- शीघ्र परियोजना मंजूरी के लिए एमओईएफ की प्रक्रियाओं की समीक्षा।
- पुरानी छोटी आकार वाली इकाइयों की जगह उच्चतर क्षमता वाली इकाइयां और उच्चतर आकार वाली इकाइयों को अपनाना।
- परियोजनाओं के लिए साइटों का शेल्फ अर्थात् भूमि बैंक बनाने की जरूरत है।
- भूमि की आवश्यकता को कम करने के लिए नए प्रौद्योगिकी विकल्प अपनाए जाएं।
- इस बात पर विचार करते हुए कि विद्युत परियोजना से विद्युत का एक बड़ा प्रतिशत गृह राज्य को आवंटित करने के लिए परियोजना प्रतिबद्ध होती है, राज्यों द्वारा भूमि अधिग्रहण शीघ्रता से समयबद्ध तरीके से किया जाना चाहिए।

चूंकि वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान थर्मल परियोजनाओं से कोई अतिरिक्त क्षमता बढ़ाने की परिकल्पना नहीं की गई है, और साथ ही बड़ी थर्मल क्षमता निर्माणाधीन है, ऐसी स्थिति में भूमि की उपलब्धता के कारण थर्मल उत्पादन के लिए कोई बड़ी बाधा उत्पन्न होने की संभावना नहीं है। निर्माणाधीन और अभी हाल ही में अधिनिर्णीत परियोजनाओं के लिए भूमि के संबंध में पहले से ही व्यवस्था कर ली गई है।

हालांकि, भू-अधिग्रहण के लिए बिजली कंपनियों द्वारा आम तौर पर सामना किए जाने वाले मुद्दों पर उप-समिति द्वारा चर्चा की गई और चर्चाओं के परिणामस्वरूप उभरकर सामने आने वाले प्रमुख बिंदु निम्नानुसार हैं: -

- पावर प्लांट के निर्माण में विभिन्न प्रकार के भूमि अधिग्रहण शामिल हैं अर्थात् मुख्य प्लांट, टाउनशिप, ऐश डाइक, रिज़रवायर आदि (प्राइवेट / सरकारी / वन) के लिए निकटवर्ती भूमि में भूमि अधिग्रहण और मुख्य रूप से रेलवे कॉरिडोर के लिए रैखिक भूमि का अधिग्रहण। नगर निगम की पानी की पाइप लाइन / ऐश पाइप / ट्रांसमिशन लाइन कॉरिडोरों के लिए रास्ते, सड़कें आदि (प्राइवेट / सरकारी / वन) और उपयोग के अधिकार / मार्गाधिकार (आरओयू / आरओडब्ल्यू)।
- नए एलएआरआर अधिनियम के लागू होने के साथ-साथ, इनपुट लागत में वृद्धि के अलावा, प्रक्रिया और अधिक जटिल और लंबी हो गई है। सैद्धांतिक रूप से एलए प्रक्रिया को पूरा करने के लिए लगभग 5 वर्ष की आवश्यकता होती है जिसमें सामाजिक प्रभाव मूल्यांकन प्रक्रिया / स्वामियों की सहमति शामिल है। रैखिक अधिग्रहण में समस्या अधिक है जिसमें पीएपी और गांवों की संख्या अधिक होती है।
- एनटीपीसी की ग्रीनफील्ड परियोजनाओं जैसे गड़वारवाड़ा, कुडगी, खरगोन, लारा, मेजा, एनपीजीसीएल, बीआरसीएल आदि के लिए रेलवे साइडिंग हेतु भूमि अधिग्रहण में समस्याएं सामने आ रही हैं। कारणों में पुराने अधिनियम / नए अधिनियम के तहत अधिग्रहीत भूमि की दर में अंतर क्योंकि कुछ हिस्सों के लिए अधिनिर्णय की घोषणा पुराने अधिनियम के तहत की गई, आरएंडआर योजना को अंतिम रूप देना, महत्वपूर्ण क्षेत्रों में बची हुई भूमि के लिए अधूरे भू-अभिलेख आदि शामिल हैं। ऐसे मुद्दों को सुलझाने के लिए राज्य प्रशासन का सक्रिय समर्थन आवश्यक है। सदस्यों द्वारा दिए गए एक संभावित समाधान में रेलवे के साथ संयुक्त उद्यमों का गठन और रेलवे अधिनियम के तहत रेलवे द्वारा भूमि अधिग्रहण किया जा सकता है।
- सामान्य तौर पर, बिजली कंपनियों / एनटीपीसी द्वारा वन भूमि के अधिग्रहण से बचने का प्रयास किया जाता है, जबकि मुख्य रूप से रेखीय अधिग्रहण - एनटीपीसी की लारा, दारालीपल्ली परियोजनाओं में रेल लाइन कॉरिडोर में वन भूमि के हस्तांतरण में कठिनाइयों का सामना करना पड़ रहा है।
- सरकारी भूमि के हस्तांतरण में बड़ी समस्या जीएमके और जीएमए भूमि और रायतियों के निष्कासन के लिए सहमत समाधान की पूर्व-परिभाषित प्रक्रिया का अभाव को लेकर है। निजी भूमि के अधिग्रहण की तुलना में सरकारी भूमि का हस्तांतरण अधिक मुश्किल होता जा रहा है।

- आरओयू (राइट ऑफ यूज) अधिनियम मध्य प्रदेश, छत्तीसगढ़, बिहार, गुजरात और हरियाणा में उपलब्ध है। महाराष्ट्र, कर्नाटक, यूपी और ओडिशा में इस तरह के अधिनियम के न होने के कारण संबंधित राज्यों में एनटीपीसी की परियोजनाओं - सोलापुर, कुडगी, मेजा और दारलीपल्ली में जमीन की उपलब्धता एमयूडब्ल्यू पाइपलाइनों को बिछाने में कठिनाइयों का सामना करना पड़ रहा है। यहां तक कि ऐसे राज्यों, जहां आरओयू (राइट ऑफ यूज) अधिनियम उपलब्ध है, में भी एनटीपीसी की बीआरबीसीएल / एनपीजीसीपीएल / कांति / गदरवाड़ा परियोजनाओं में भूमि की उपलब्धता (अधिकतर स्वामियों द्वारा अधिक मुआवजे की मांग की वजह से) की समस्याओं का सामना किया गया है।

### 10.10.2 पानी

पर्यावरण, वन एवं जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा जारी किए गए पर्यावरण (संरक्षण) नियम, 1986 (संशोधन 1998) के अनुसार सभी नदियों / झीलों जलाशयों से पानी का उपयोग करने वाले सभी थर्मल पावर प्लांटों को स्थान और क्षमता के बावजूद कूलिंग टावर स्थापित करना आवश्यक है। इस प्रकार सभी थर्मल स्टेशनों में क्लोज्ड साइकिल कूलिंग वाटर (सीसीडब्ल्यू) सिस्टम उपलब्ध कराई जा रही हैं।

इन वर्षों में, स्टेशनों में पानी की खपत को कम करने के लिए काफी तकनीकी सुधार किए गए हैं - पूर्व में 7m<sup>3</sup>/MWh के लिए इस्तेमाल की जाने वाली पानी की आवश्यकता, विभिन्न तकनीकी हस्तक्षेप और जल संरक्षण प्रथाओं द्वारा अनुकूलित किया गया है तथा नीचे 3 एम<sup>3</sup>/मेगाहर्ट्ज घंटा में लाया गया है।

डीओसी -2015 में पर्यावरण, वन एवं जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा जारी किए गए नए पर्यावरण विनियमों के अनुसार 1 जनवरी, 2017 के बाद स्थापित किए जाने वाले सभी नए संयंत्रों को अधिकतम 2.5 एम<sup>3</sup>/मेगाहर्ट्ज घंटा तक की विशिष्ट पानी की खपत को पूरा करना होगा। नए पर्यावरण, वन एवं जलवायु परिवर्तन मंत्रालय विनियमों में निर्धारित SO<sub>x</sub> उत्सर्जन सीमाओं के कारण स्टेशनों में एफजीडी सिस्टम को स्थापित करने की आवश्यकता को देखते हुए लगभग 3 एम<sup>3</sup>/मेगाहर्ट्ज घंटा के उच्च खपत पानी की आवश्यकता का अनुमान है।

योजना आयोग द्वारा पावर पर गठित 12वीं योजना के लिए कार्य समूह ने राज्य सरकारों/जल संसाधन मंत्रालय द्वारा बाढ़ के पानी को रोककर रखने के लिए संभावित नदियों पर बड़े जलाशयों / बांधों के निर्माण के लिए सुझाव दिया था जिससे कि परियोजनाओं के लिए पानी की उपलब्धता को सुनिश्चित किया जा सके।

### 10.11 निर्माण मशीनरी

परियोजना निष्पादन के लिए निर्माण मशीनरी की उपलब्धता को आम तौर पर पर्याप्त माना जाता है। हालांकि, जैसा पहले बताया गया था कि कभी-कभी ठेकेदार अपनी क्षमता से परे काम करते हैं और कमीशनिंग लक्ष्यों को पूरा करने के लिए संसाधनों को जुटाने और पर्याप्त टी एंड पी आइटमों को नियोजित करने में सक्षम नहीं होते हैं। उपर्युक्त संदर्भ में, विभिन्न ठेकेदारों को दिए गए आदेशों / कार्य भार और उनके पास टी एंड पी आइटमों / निर्माण मशीनरी की उपलब्धता के बारे में जानकारी साझा करने के लिए एक तंत्र के निर्माण हेतु एक सुझाव दिया गया है।

परियोजना निष्पादन की गति में सुधार करने के लिए निर्माण मशीनरी और निर्माण प्रथाओं में सुधार हेतु उपस्कर विनिर्माताओं से सुझाव भी मांगे गए। विनिर्माताओं द्वारा प्रदान की गई जानकारी और उप-समिति में किए गए विचार-विमर्श से कुछ प्रमुख मुद्दे उभरकर सामने आए जो निम्नानुसार हैं: -

- परिवहन और ओडीसी संचलन के लिए बेहतर बुनियादी ढांचा शॉप में तुलनात्मक रूप से बड़े आकार वाली सब-असेम्बलियों के लिए सुविधाएं प्रदान कर सकता है, जिसके फलस्वरूप साइट पर निष्पादन में लगने वाले समय को घटाया जा सकता है। इसके लिए साइट पर बड़े आकार वाली क्रेन और हैंडलिंग उपकरण लगाने की भी आवश्यकता होगी। तुलनात्मक रूप से बड़े मॉड्यूलों के लिए साइट पर लगभग 1000 टन वाले उच्चतर आकार की क्रेनों की आवश्यकता हो सकती है।
- ग्राहक द्वारा बेहतर साइट आधारभूत सुविधाएं: -
  - ✓ समर्पित टी एंड पी के साथ स्थल पर प्री-असेम्बली सुविधाएं - निर्माण के लिए बॉयलर ठेकेदार को वहीं अनुमति प्रदान करने से निर्माण में लगने वाले समय को काफी कम किया जा सकता है। इसके लिए ठेकेदार द्वारा 70,000 वर्ग मीटर का एक अतिरिक्त क्षेत्र आवश्यक होगा।
  - ✓ सामग्री के भंडारण के लिए अच्छी तरह से कॉम्पैक्ट और मोटर वाहनों के आवागमन लायक क्षेत्र।
  - ✓ बॉयलर केविटी की हार्ड क्रस्टिंग और क्रेन मार्चिंग के लिए आसपास का क्षेत्र।
  - ✓ इंजीनियरिंग और इंटरफ़ेस इनपुट के आधार पर बॉयलर क्षेत्र में नागरिक आधार संरचनाओं के भूमिगत हिस्से का उन्नयन।
- सिविल कार्यों में बेहतर निर्माण प्रथाओं को अपनाना जैसे: -
  - ✓ कंक्रीट मिक्सर के बजाय कंक्रीट बैचिंग प्लांट का उपयोग करना।
  - ✓ कंक्रीट पंपों के बजाय स्टैंडअलोन ऊंची इमारतों की कंक्रीटिंग के लिए टॉवर क्रेन और प्लेसर बूम।
  - ✓ स्वचालित पलस्टर मशीनें।
  - ✓ प्रबलित इस्पात के निर्माण के लिए रबर प्रोसेसिंग यूनिट।
  - ✓ पॉकेट फाउंडेशन सहित ट्यूबलर भागों के साथ प्री इंजीनियर भवन।

यह सुझाव दिया जाता है कि मुद्दे पर विस्तार से चर्चा करने, उसकी जांच करने और परियोजना निष्पादन में समग्र सुधार के लिए साइट की तैयारी, टी एंड पी आवश्यकताओं आदि के अनुकूल ढांचा तैयार करने के लिए उपकरण विनिर्माताओं / ईपीसी ठेकेदारों की भागीदारी से एनटीपीसी के तहत एक कार्यदल बनाया जा सकता है।

## 10.12 निष्कर्ष और सिफारिशें

प्रमुख निविष्टियों (इनपुट) के लिए व्यापक निष्कर्ष / सिफारिशें निम्नानुसार हैं: -

- मुख्य प्लांट उपस्करों के लिए पर्याप्त विनिर्माण सुविधाएं मौजूद हैं- आदेशों का अभाव सभी विनिर्माताओं की चिंता का कारण बना हुआ है।
- वर्तमान में बॉयलर और टर्बाइन जनरेटर के लिए कच्चे माल, कास्टिंग / फोर्जिंग, मिश्र धातु स्टील्स के ट्यूब / पाइप, सीआरजीओ स्टील आदि का बड़े पैमाने पर आयात किया जाता है। यह सुझाव दिया जाता है कि इस्पात मंत्रालय के अधीन स्टील उद्योग के द्वारा आवश्यक विभिन्न स्टील और इस्पात उत्पादों की संरचनाओं / गुण-धर्मों के बारे में जानकारी को साझा करने और स्टील उद्योग द्वारा उनके स्वदेशी विकास के लिए विद्युत उपस्कर विनिर्माताओं और इस्पात विनिर्माताओं की भागीदारी के साथ एक संयुक्त तंत्र बनाया जा सकता है।
- अच्छे बीओपी सिस्टम विक्रेताओं की उपलब्धता में कमी महसूस की जा रही है क्योंकि कई अच्छे कोयला हैंडलिंग प्लांट / ऐश हैंडलिंग प्लांट विक्रेताओं की वित्तीय स्थिति अच्छी नहीं है। यहां तक कि ईपीसी एजेंसी सामान्य रूप

- से बीओपी सिस्टम के लिए उप-अनुबंध करती है और इस प्रकार सभी परियोजनाओं - ईपीसी या अलग पैकेज आधार दोनों के लिए अच्छे बीओपी विक्रेताओं की उपलब्धता महत्वपूर्ण है। विक्रेताओं के खराब-प्रदर्शन के कारण कई मामलों में बीओपी अनुबंध रद्द कर दिया गया था। चूंकि बीओपी विक्रेता अन्य उद्योगों में भी सामग्री प्रबंधन प्रणाली की आवश्यकताओं को पूरा करते हैं, अतः यह सुझाव दिया जाता है कि उद्योगों के बीच बीओपी विक्रेताओं के बारे में सूचना साझा करने के लिए एक संगठनात्मक तंत्र पर विचार किया जाना चाहिए। इस तरह की व्यवस्था हाथों में मौजूदा आदेश, उपलब्ध टी एंड पी, पिछले प्रदर्शन आदि के बारे में मुख्य विवरण प्रदान कर सकती है। यह डीएचआई या वाणिज्य मंत्रालय के अंतर्गत एक वेब आधारित पोर्टल हो सकता है।
- नई उन्नत प्रौद्योगिकी युक्त बीओपी प्रणालियों जैसे उच्च एकाग्रता घोल निपटान (एचसीडीडी) प्रकार की राख निपटान प्रणाली, कोयला हैंडलिंग प्लांटों (सीएचपी) के लिए बंद पाइप प्रकार वाले कन्वेयर, बड़े आकार के आरओ सिस्टम को स्वदेशी स्तर पर बनाने की जरूरत है। उपस्कर विनिर्माता वापस में एकीकृत हो सकते हैं क्योंकि उनमें से कुछ के पास अपने बीओपी या ईपीसी सेटअप भी हैं या फिर वे विक्रेताओं का विकास कर सकते हैं।
  - ओडीसी संचलन एक बड़ी बाधा बना हुआ है; हालांकि, एमओआरएचटी ने ओडीसी की स्वीकृति के लिए एक ऑनलाइन प्रणाली लागू की है, परन्तु, यह देखा जाता है कि इस ऑनलाइन व्यवस्था के बावजूद भी कुछ खास प्रकार की स्वकृतियों की आवश्यकता होती है क्योंकि बड़ी संख्या में पुल - विशेष पुल, > 50 मीटर लंबाई वाले पुल, संकट वाले पुलों को ऑनलाइन मंजूरी के तहत कवर नहीं किया जाता है। इस प्रकार विनिर्माताओं के लगभग 16 एमटी / एक्सल के मानकीकृत अधिकतम एक्सल भार को अपनाने और इसके बाद कोई अनुमोदन आवश्यक न होने; ओडीसी के लिए एकल खिड़की स्वीकृति / निकासी प्रणाली लागू करने अथवा सभी पुलों को नवीनीकृत करने के लिए सभी पुलों की न्यूनतम क्षमता बढ़ाने के लिए एक राष्ट्रीय पुल उन्नयन कार्यक्रम शुरू करने पर गंभीरता से विचार किया जाना चाहिए ताकि ओडीसी के अनुपालन में मौजूदा बाधाओं को दूर किया जा सके और इसमें सुधार किया जा सके।
  - रेलवे के साथ-साथ अंतर्देशीय जलमार्ग परिवहन का एक आकर्षक तरीका बन सकता है। एनटीपीसी द्वारा फराक्का को कोयला परिवहन की सफलता को कई अन्य स्टेशनों के लिए दोहराया जा सकता है।
  - देश में एलएनजी के लिए मौजूदा रीगैसिफिकेशन क्षमता लगभग 21 मिलियन टन प्रति वर्ष (एमएमटीपीए) है - कई कंपनियों द्वारा आगे विस्तार की योजना बनाई जा रही है। इसके अलावा राष्ट्रीय गैस ग्रिड को पूरा करने के लिए 15,000 किलोमीटर अतिरिक्त गैस पाइपलाइनें निर्माणाधीन हैं।
  - इसके अलावा रेलवे लाइन में भविष्य की बुनियादी सुविधा परियोजनाएं, पोर्ट विकास आदि पीपीपी मोड में किया जाएगा।
  - परियोजना निष्पादन की गति में सुधार करने के लिए निर्माण मशीनरी और निर्माण प्रथाओं में सुधार हेतु उपस्कर विनिर्माताओं से सुझाव भी मांगे गए। विनिर्माताओं द्वारा कई उन्नत प्रथाओं और पूर्व-आवश्यकताएं और संबंधित अवसंरचनात्मक मुद्दों को उजागर किया गया है। यह सुझाव दिया जाता है कि मुद्दे पर विस्तार से चर्चा करने, उसकी जांच करने और परियोजना निष्पादन में समग्र सुधार के लिए साइट की तैयारी, टी एंड पी आवश्यकताओं आदि के अनुकूल ढांचा तैयार करने के लिए उपकरण विनिर्माताओं / ईपीसी ठेकेदारों की भागीदारी से एनटीपीसी के तहत एक कार्यदल बनाया जा सकता है।

**अनुबंध - 10.1****पोर्ट परियोजनाओं में पीपीपी****1. परिचय**

केंद्र सरकार ने सार्वजनिक निजी भागीदारी (पीपीपी) के माध्यम से की जाने वाले परियोजनाओं के मूल्यांकन / अनुमोदन के लिए एक प्रणाली अधिसूचित की है। इस प्रयोजन के लिए अनुसरण की जाने वाली विस्तृत प्रक्रिया नीचे निर्दिष्ट की गई है।

**2. संस्थागत संरचना/ढांचा**

मूल्यांकन / अनुमोदन तंत्र के लिए संस्थागत संरचना विनिर्दिष्ट की गई है।

**3. प्रयोज्यता**

- 1) ये दिशानिर्देश केंद्र सरकार के मंत्रालयों या केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों (सीपीएसयू), सांविधिक प्राधिकरणों या उनके प्रशासनिक नियंत्रण के अंतर्गत अन्य संस्थाओं द्वारा प्रायोजित सभी पीपीपी परियोजनाओं पर लागू होंगे।
- 2) यहां विनिर्दिष्ट की गई प्रक्रिया ऐसी सभी पीपीपी परियोजनाओं पर लागू होगी, जिनमें पूंजीगत लागत 100 करोड़ रुपए से अधिक होगी या जहां की अंतर्निहित परिसंपत्तियां 100 करोड़ रुपए से अधिक या उसके बराबर हैं। तुलनात्मक रूप से कम पूंजी लागत / मूल्य वाली पीपीपी परियोजनाओं के मूल्यांकन / अनुमोदन के लिए विस्तृत निर्देश व्यय विभाग द्वारा जारी किए जाएंगे।

**4. परियोजना की पहचान**

प्रायोजित करने वाला मंत्रालय पीपीपी के माध्यम से की जाने वाली परियोजनाओं की पहचान करेगा और आवश्यकतानुसार कानूनी, वित्तीय और तकनीकी विशेषज्ञों की सहायता से व्यवहार्यता अध्ययन, परियोजना समझौतों आदि की तैयारी करेगा। सार्वजनिक निजी भागीदारी परियोजनाओं के निर्माण, मूल्यांकन और अनुमोदन संबंधी दिशानिर्देश और प्रक्रियाएं केंद्र सरकार, सीपीएसयू, सांविधिक प्राधिकरणों या उनके प्रशासनिक नियंत्रण के तहत आने वाली संस्थाओं द्वारा प्रायोजित सभी पीपीपी परियोजनाओं के लिए लागू होंगी। नोट: सार्वजनिक निजी भागीदारी परियोजनाओं के निर्माण, मूल्यांकन और अनुमोदन संबंधी दिशानिर्देश वित्त मंत्रालय, आर्थिक कार्य विभाग द्वारा अपने दिनांक 12 जनवरी, 2006 के कार्यालय ज्ञापन संख्या 1/5/2005 - पीपीपी, के जरिए अधिसूचित किए गए। \* 27 अक्टूबर 2005 और 22 मार्च 2007 की बैठकों में सीसीईए द्वारा अनुमोदित प्रक्रिया के अनुसार। 250 करोड़ या इससे अधिक लागत वाली सभी क्षेत्रों की परियोजनाएं या एनएचडीपी के तहत 500 करोड़ रुपए या इससे अधिक की लागत वाली सभी क्षेत्रों की परियोजनाओं - 250 करोड़ रुपए से अधिक या एनएचडीपी के तहत 500 करोड़ रुपए या इससे अधिक की लागत वाली सभी क्षेत्रों की परियोजनाओं के लिए दिशानिर्देश\* केंद्रीय क्षेत्र की सार्वजनिक निजी भागीदारी परियोजनाओं के मूल्यांकन और अनुमोदन के लिए लागू होंगे।

**5. अंतर-मंत्रालयी परामर्श**

- 1) प्रशासनिक मंत्रालय यदि आवश्यक समझे तो परियोजना के विवरण और रियायत संबंधी समझौते पर अंतर-मंत्रालयी सलाहकार समिति में विचार-विमर्श कर सकता है और उनकी टिप्पणियों, यदि कोई हों, को पीपीपीएसी के विचारार्थ प्रस्ताव के साथ इसमें शामिल अथवा संलग्न किया जा सकता है।
- 2) ऐसी परियोजनाएं हो सकती हैं, जिनमें एक से अधिक मंत्रालय / विभाग शामिल होते हैं। ऐसी परियोजनाओं पर विचार करते समय, पीपीपीएसी ऐसे मंत्रालयों / विभागों की भागीदारी की मांग कर सकती है।

## 6. पीपीपीएसी का 'सैद्धांतिक' अनुमोदन

- 1) पीपीपीएसी का 'सैद्धांतिक' मंजूरी की मांग करते समय, प्रशासनिक मंत्रालय, पीपीपीएसी सचिवालय को अनुबंध-॥ में निर्दिष्ट प्रारूप में अपना प्रस्ताव (छ: प्रतियों, हार्ड और सॉफ्ट कॉपी दोनों के रूप में) प्रस्तुत करेगा और पूर्व-व्यवहार्यता / व्यवहार्यता रिपोर्ट संलग्न करेगा और प्रस्तावित परियोजना समझौतों की प्रमुख विशेषताओं वाली एक टर्म-शीट भी लगाएगा।
- 2) पीपीपीएसी सचिवालय पीपीपीएसी मेमो और संबंधित दस्तावेजों की प्रतियां सभी संबंधितों को परिचालित करेगा। 'सिद्धांत रूप में' अनुमोदन के लिए प्रस्ताव पर विचार करने हेतु पीपीपीएसी की बैठक तीन हफ्तों के भीतर बुलाई जाएगी।
- 3) ऐसे मामलों में जहां पीपीपी परियोजना एक विधिवत अनुमोदित मॉडल रियायत समझौते (एमसीए) पर आधारित है, पीपीपीएसी द्वारा 'सिद्धांत रूप में' मंजूरी आवश्यक नहीं होगी। ऐसे मामलों में, नीचे दिए गए विवरण के अनुसार वित्तीय बोलियां आमंत्रित करने से पहले पीपीपीएसी का अनुमोदन प्राप्त किया जा सकता है।

## 7. अभिरुचि की अभिव्यक्ति

पीपीपीएसी की 'सिद्धांत रूप में मंजूरी' के बाद प्रशासनिक मंत्रालय अर्हता के लिए अनुरोध (आरएफक्यू) के रूप में अभिरुचि की अभिव्यक्तियां आमंत्रित कर सकता है, जिसके बाद पहले अर्हक पाए गए बोलीदाताओं की छंटनी (शॉर्टलिस्टिंग) होगी।

## 8. परियोजना दस्तावेज तैयार करना

दस्तावेजों, जिनको तैयार करने की आवश्यकता होगी, में अन्य बातों के साथ, विभिन्न पक्षकारों के लिए रियायत की शर्तों और उनके अधिकारों और दायित्वों के विवरण के साथ रियायत देने वालों के साथ किए जाने वाले विभिन्न समझौतों को शामिल किया जाएगा। ये परियोजना दस्तावेज परियोजना क्षेत्र और परियोजना के प्रकार के आधार पर भिन्न-भिन्न होंगे। आमतौर पर, एक पीपीपी में रियायत समझौता शामिल होगा जिसमें निजी पक्षकार को दी गई रियायत की शर्तों को विनिर्दिष्ट किया जाएगा और इसमें सभी पक्षकारों के अधिकार और दायित्व शामिल होंगे। विशिष्ट आवश्यकताओं के आधार पर संबद्ध समझौते किए जा सकते हैं।

### 9. पीपीपीएसी का मूल्यांकन / अनुमोदन

- 1) आरएफपी (प्रस्तावों के लिए अनुरोध), अर्थात् वित्तीय बोलियां जमा करने के लिए आमंत्रण में सामान्यतया उन सभी समझौतों की प्रतिलिपि शामिल कर लेनी चाहिए जो ऐसे मामलों में प्रस्तावित होते हैं, जहां पीपीपी परियोजना अनुमोदित मॉडल रियायत समझौते पर आधारित होती है, ऐसे मामलों में पीपीपीएसी द्वारा 'सिद्धांत रूप में मंजूरी' आवश्यक नहीं होगी। ऐसे मामलों में पीपीपीएसी की मंजूरी सफल बोलीदाता से वित्तीय बोलियां आमंत्रित करने से पहले प्राप्त की जा सकती है। मसौदा आरएफपी तैयार करने के बाद प्रशासनिक मंत्रालय वित्तीय बोलियां आमंत्रित करने से पहले पीपीपीएसी की मंजूरी प्राप्त करेगा।
- 2) पीपीपीएसी की मंजूरी के लिए प्रस्ताव (छह प्रतियां में) पीपीपीएसी सचिवालय को सभी मसौदा परियोजना समझौतों और परियोजना रिपोर्ट की प्रतियों के साथ विनिर्दिष्ट प्रारूप में भेजा जाएगा। पीपीपीएसी सचिवालय द्वारा पीपीपीएसी के सभी सदस्यों को प्रस्ताव परिचालित किया जाएगा।
- 3) योजना आयोग परियोजना प्रस्ताव का मूल्यांकन करेगा और अपने मूल्यांकन नोट को पीपीपीएसी सचिवालय को अग्रेषित करेगा। कानून मंत्रालय और इसमें शामिल कोई भी अन्य मंत्रालय / विभाग पीपीपीएसी सचिवालय को निर्धारित समय अवधि के भीतर लिखित टिप्पणियां भी अग्रेषित करेगा। पीपीपीएसी सचिवालय सभी टिप्पणियों में से प्रत्येक टिप्पणी का एक लिखित उत्तर प्रस्तुत करने के लिए प्रशासनिक मंत्रालय को सभी टिप्पणियां अग्रेषित करेगा।
- 4) पीपीपीएसी के विचार के लिए रियायत समझौता और इसके समर्थन में कोई भी समझौते / दस्तावेज, पीपीपीएसी मेमो के साथ प्रस्तुत किए जाएंगे। पीपीपीएसी प्रशासनिक मंत्रालय के उत्तर (प्रतिक्रिया) के साथ ही मूल्यांकन नोट और विभिन्न मंत्रालयों की टिप्पणियों पर विचार करेगा।
- 5) पीपीपीएसी या तो सक्षम प्राधिकारी (संशोधनों के साथ या इनके बिना) के अनुमोदन के लिए प्रस्ताव की सिफारिश करेगा या पीपीपीएसी द्वारा आगे विचार करने के लिए आवश्यक परिवर्तन करने हेतु प्रशासनिक मंत्रालय से अनुरोध करेगा।
- 6) एक बार पीपीपीएसी द्वारा मंजूरी मिल जाने के बाद परियोजना को अंतिम मंजूरी के लिए सक्षम प्राधिकारी के समक्ष प्रस्तुत किया जाएगा। प्रत्येक परियोजना के लिए सक्षम प्राधिकारी ठीक उसी प्रकार होगा जैसा कि पीआईबी द्वारा परियोजना अनुमोदन के लिए लागू है।

### 10. बोलियों का आमंत्रण

सक्षम प्राधिकारी का अंतिम अनुमोदन प्राप्त करने के बाद वित्तीय बोलियां आमंत्रित की जा सकती हैं। हालांकि, सक्षम प्राधिकारी की स्वीकृति लंबित होने की स्थिति में पीपीपीएसी की मंजूरी प्राप्त होने के बाद वित्तीय बोलियों को आमंत्रित किया जा सकता है।

---

**11. उपरोक्त प्रक्रिया से छूट**

रक्षा मंत्रालय, परमाणु ऊर्जा विभाग और अंतरिक्ष विभाग इन दिशानिर्देशों के दायरे में शामिल नहीं होंगे। पीपीपीएसी या तो सक्षम प्राधिकारी (संशोधनों के साथ या इनके बिना) के अनुमोदन के लिए प्रस्ताव की सिफारिश करेगा या पीपीपीएसी द्वारा 250 करोड़ रुपए से अधिक या एनएचडीपी के तहत 500 करोड़ रुपए या उससे अधिक लागत वाली सभी क्षेत्रों की परियोजनाओं पर आगे विचार करने के लिए आवश्यक परिवर्तन करने हेतु प्रशासनिक मंत्रालय से अनुरोध करेगा।

---

## अध्याय 11

### निधि आवश्यकता

#### 11.0 प्रस्तावना

वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के दौरान विद्युत क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता का अध्याय 5 में अनुमान लगाया गया है। इस अध्याय में इस क्षमता अभिवृद्धि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। इस अध्याय में किए गए मूल्यांकन के अनुसार निधियों की आवश्यकता में कैप्टिव पावर प्लांटों और मौजूदा पावर प्लांटों के आर एंड एम के लिए आवश्यक निधियां शामिल नहीं हैं। पारेषण के लिए निधियों की आवश्यकता को राष्ट्रीय विद्युत योजना के खंड-II में शामिल किया गया है।

#### 11.1 वर्ष 2017-22 के लिए निधि आवश्यकता

वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए उत्पादन परियोजनाओं की निधि आवश्यकताओं का आकलन 58384 मेगावाट की कुल क्षमता अभिवृद्धि के आधार पर किया गया है, जिसमें कोयला आधारित पावर स्टेशनों की 47855 मेगावाट, गैस आधारित पावर स्टेशनों की 406 मेगावाट, जल विद्युत उत्पादन से 6823 मेगावाट और परमाणु ऊर्जा से विद्युत उत्पादन की 3300 मेगावाट क्षमता शामिल हैं। इसके अलावा वर्ष 2022 तक 175000 मेगावाट की नवीकरणीय विद्युत उत्पादन क्षमता स्थापित करने के लिए भारत सरकार द्वारा अत्यधिक जोर दिया जा रहा है, जिसमें से वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान 1,17,756 मेगावाट क्षमता स्थापित किए जाने की उम्मीद है। वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए उत्पादन परियोजनाओं हेतु निधियों की आवश्यकता का आकलन उपर्युक्त क्षमता अभिवृद्धि के आधार पर किया गया है। तथापि यह उल्लेख किया जाए कि गैस आधारित क्षमता उत्पादन के लिए कोई अतिरिक्त निधि की आवश्यकता नहीं होगी, क्योंकि इन प्लांटों का निर्माण कार्य पहले ही पूरा हो चुका है और इन्हें घरेलू स्तर पर गैस की अनुपलब्धता के कारण अब तक चालू नहीं किया जा सका है।

विभिन्न प्रकार की उत्पादन परियोजनाओं के लिए निधियों की आवश्यकताओं का आकलन करने के लिए सामान्य परिदृश्य के अनुसार व्यय की वर्षवार फेजिंग पर विचार किया गया है। वर्ष 2017-18 के लिए प्रति मेगावाट लागत का अनुमान वर्तमान लागत के आधार पर लगाया गया है और इसमें फिर 4 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से वृद्धि की गई है। यद्यपि हालिया रुझानों को ध्यान में रखते हुए सौर, पवन और बायोमास आधारित विद्युत परियोजनाओं के मामले में प्रति मेगावाट पूंजीगत लागत का निर्धारण आगामी वर्षों में कोई वृद्धि किए बिना वर्तमान लागत के आधार पर किया गया है। प्रति मेगावाट पूंजीगत लागत के अनुमानों के विवरण और उत्पादन परियोजनाओं की विभिन्न श्रेणियों के व्यय की वर्षवार फेजिंग क्रमशः अनुबंध 11.1 और अनुबंध 11.2 में दिए गए हैं।

उपर्युक्त आधार पर वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान 11,55,652 करोड़ रूपए के रूप में लगाया गया है, जिसमें वर्ष 2022-27 में आने वाली परियोजनाओं के लिए इस अवधि में किया जाने वाला व्यय भी शामिल है। कुल अनुमानित निधि आवश्यकता के वर्षवार विवरण नीचे तालिका 11.1 में दिए गए हैं।

#### तालिका 11.1

**वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान उत्पादन परियोजनाओं के लिए कुल निधि आवश्यकता**

(करोड़ रूपए में)

	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	कुल
वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान स्थापित की जाने वाला परियोजनाओं के लिए	2,19,509	2,22,030	1,92,582	1,71,208	47,475	8,52,804

वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई हेतु	2,304	18,757	35,303	67,198	1,79,286	3,02,848
कुल	2,21,813	2,40,787	2,27,885	2,38,406	2,26,761	11,55,652

वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए प्रकारवार अनुमानित निधि आवश्यकता (वर्ष 2022-27 की अवधि में स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए इस अवधि में किए जाने वाले संभावित व्यय सहित) **तालिका 11.2** में दी गई है।

**तालिका 11.2**  
**वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान उत्पादन परियोजनाओं (प्रकारवार) के लिए निधि आवश्यकता**  
**(करोड़ रुपए में)**

वर्ष	थर्मल	जल विद्युत	नाभिकीय	नवीकरणीय	कुल
<b>2017-18</b>	76,781	15,622	9,479	1,19,931	2,21,813
<b>2018-19</b>	73,376	19,465	9,728	1,38,218	2,40,787
<b>2019-20</b>	52,915	23,461	8,088	1,43,422	2,27,885
<b>2020-21</b>	55,846	26,431	11,912	1,44,218	2,38,406
<b>2021-22</b>	63,991	29,546	16,127	1,17,096	2,26,761
<b>कुल</b>	<b>3,22,908</b>	<b>1,14,524</b>	<b>55,334</b>	<b>6,62,885</b>	<b>11,55,652</b>

वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान स्थापित की जाने वाली संभावित परियोजनाओं के लिए 8,52,804 करोड़ रुपए की निधि आवश्यकता में से यह अनुमान लगाया गया है कि केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाओं के लिए 1,42,566 करोड़ रुपए, राज्य क्षेत्र की परियोजनाओं के लिए 92,889 करोड़ रुपए और निजी क्षेत्र की परियोजनाओं के लिए 6,17,349 करोड़ रुपए की आवश्यकता होगी। इस अनुमान में यह माना गया है कि सभी नवीकरणीय विद्युत परियोजनाएं निजी क्षेत्र के विकासकर्ताओं द्वारा कार्यान्वित की जाएंगी।

### 11.2 वर्ष 2022-27 के लिए निधि आवश्यकता

वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए निधियों की आवश्यकताओं का अनुमान 1,65,220 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के आधार पर लगाया गया है, जिसमें 46,420 मेगावाट क्षमता वाली थर्मल परियोजनाएं, 12000 मेगावाट क्षमता वाली जलविद्युत परियोजनाएं, 6800 मेगावाट क्षमता वाली नाभिकीय परियोजनाएं और 1,00,000 मेगावाट क्षमता वाली नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं शामिल हैं।

वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए निधि आवश्यकताओं का आकलन उसी सिद्धांत को ध्यान में रखते हुए किया गया है, जो वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए इस्तेमाल किया गया है, अर्थात् सामान्य परिदृश्य के अंतर्गत व्यय की वर्षवार फेजिंग और प्रति मेगावाट अनुमानित पूंजीगत लागत बाद वाले की गणना 4 प्रतिशत की वार्षिक वृद्धि के साथ वर्ष 2017-18 के लिए प्रति मेगावाट अनुमानित पूंजीगत लागत के आधार पर की गई है। हल्के जल रिएक्टर (एलडब्ल्यूआर) वाली प्रौद्योगिकी पर आधारित 1000 मेगावाट क्षमता वाली नाभिकीय यूनिटों के वर्ष 2022-23 और 2023-24 के दौरान आने की उम्मीद है और एलडब्ल्यूआर पर आधारित 1000 मेगावाट क्षमता वाली दो यूनिटें वर्ष 2026-27 में आने की उम्मीद है। इन नाभिकीय यूनिट के लिए प्रति मेगावाट लागत पर वर्ष 2022-23 के लिए 4% की दर से वार्षिक वृद्धि के साथ 20 करोड़ रुपए के रूप में विचार किया गया है। वर्ष 2017-22 की अवधि की तरह वर्ष 2022-27 की अवधि में सौर, पवन और बायोमास आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रति मेगावाट पूंजीगत लागत को आनेवाले वर्षों में किसी वृद्धि के बिना वर्तमान लागत स्तर पर बनाए रखा गया है। विभिन्न श्रेणी की उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रति मेगावाट लागत अनुमानों और व्यय की वर्षवार फेजिंग के विवरण क्रमशः अनुबंध 11.1 और अनुबंध 11.2 में दिए गए हैं।

उपर्युक्त के आधार पर वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान 9,56,214 करोड़ रुपए के रूप में लगाया गया है। नाभिकीय परियोजनाओं को छोड़कर स्थापना के विशिष्ट वर्षों के बारे में सूचना न मिल पाने के कारण यह अनुमान लगाया जाता है कि क्षमता अभिवृद्धि पांचों वर्षों में एक समान रहेगी। नाभिकीय परियोजनाओं के

मामले में एलडब्ल्यूआर प्रौद्योगिकी पर आधारित 1000 मेगावाट क्षमता वाली यूनिटों के लिए वर्ष 2022-23 और 2023-24 में विचार किया गया है, पीएचडब्ल्यूआर की 700 मेगावाट क्षमता वाली दो यूनिटों के लिए वर्ष 2024-25 में विचार किया गया है, पीएचडब्ल्यूआर की 700 मेगावाट क्षमता वाली एक यूनिट के लिए वर्ष 2024-25, पीएचडब्ल्यूआर की 700 मेगावाट क्षमता वाली एक यूनिट के लिए वर्ष 2025-26 तथा वर्ष 2026-27 में पीएचडब्ल्यूआर की 700 मेगावाट क्षमता वाली एक यूनिट और एलडब्ल्यूआर की 1000 मेगावाट क्षमता वाली दो यूनिटों के लिए विचार किया गया है। इस निधि आवश्यकता में वर्ष 2027-32 की अवधि के दौरान आने वाली परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई शामिल नहीं है।

वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए प्रकारवार अनुमानित निधि आवश्यकता (वर्ष 2027-32 की अवधि में स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए इस अवधि में किए जाने वाले संभावित व्यय छोड़कर) तालिका 11.3 में दी गई है।

**तालिका 11.3**

**वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान उत्पादन परियोजनाओं (प्रकारवार) के लिए निधि आवश्यकता  
(करोड़ रुपए में)**

वर्ष	तापीय	जल विद्युत	नाभिकीय	नवीकरणीय	कुल
<b>2022-23</b>	77,663	31,932	19,390	1,15,917	2,44,902
<b>2023-24</b>	71,837	26,105	18,435	1,16,179	2,32,556
<b>2024-25</b>	65,778	18,267	17,173	1,16,320	2,17,538
<b>2025-26</b>	50,544	10,116	16,194	1,12,408	1,89,262
<b>2026-27</b>	25,767	3,416	8,514	34,259	71,956
<b>कुल</b>	<b>2,91,589</b>	<b>89,837</b>	<b>79,706</b>	<b>4,95,082</b>	<b>9,56,214</b>

### 11.3 निधियों के स्रोत

केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाओं के मामले में विकासकर्ता सामान्यतया 30 प्रतिशत का इक्विटी अंशदान करते हैं। राज्य क्षेत्र और निजी क्षेत्र द्वारा विकसित की गई परियोजनाओं में इक्विटी अंशदान सामान्यतया क्रमशः 20% और 25% होता है।

वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए निधि आवश्यकता के अनुमान के आधार पर और भाग 11.1 में उल्लिखित क्षेत्रवार इक्विटी अंशदान को ध्यान में रखते हुए यह अनुमान लगाया गया कि विकासकर्ताओं को कुल मिलाकर 2,98,435 करोड़ रुपए की राशि के बराबर इक्विटी अंशदान आवश्यक होगा। इसके अलावा उन्हें कुल 8,57,216 करोड़ रुपए के ऋण की व्यवस्था करनी होगी।

इसी प्रकार वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए इक्विटी और ऋण आवश्यकता (वर्ष 2027-32) की अवधि के दौरान परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई हेतु निधि आवश्यकता को छोड़कर) का अनुमान क्रमशः 2,62,110 करोड़ रुपए और 6,94,104 करोड़ रुपए के रूप में लगाया गया है।

ऋण निधियन के लिए उपलब्ध स्रोतों में अनुसूचित वाणिज्यिक बैंक, वित्तीय संस्थान जैसे पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन (पीएफसी), रूरल इलेक्ट्रिफिकेशन कॉर्पोरेशन (आरईसी), जीवन बीमा निगम (एलआईसी), बांड- घरेलू के साथ-साथ विदेशी, विश्व बैंक, एडीबी, केएफडब्ल्यू, एक्जिम बैंक से विदेशी मुद्रा ऋण के साथ-साथ विदेशी उपस्कर विनिर्माताओं से ऋण शामिल हैं। यह भी उम्मीद की जाती है कि निजी कंपनियों से विदेशी निधियों सहित निधियों का निवेश अवसंरचना

---

निवेश न्यासों (आईएनवीआईटी) के माध्यम से किया जाएगा। अधीनस्थ ऋण / सरकार से अनुदान भी कुछ परियोजनाओं के लिए उपलब्ध होगा, जिनका विकास पीएसयू/ राज्यों द्वारा किया जाएगा।

नाभिकीय विद्युत उत्पादन के संबंध में भावी विद्युत परियोजनाओं के लिए इच्छिणी आवश्यकता को पूरा करने हेतु सरकारी बजटीय सहायता की आवश्यकता हो सकती है। इसके अलावा नवीकरणीय ऊर्जा को बढ़ावा देने के लिए भारत सरकार राष्ट्रीय स्वच्छ ऊर्जा एवं पर्यावरण निधि (एनसीईईएफ) से व्यवहार्यता अंतराल निधियन (वीजीएफ) के रूप में सहायता प्रदान कर रही है और विश्व बैंक, एडीबी आदि जैसी अंतर्राष्ट्रीय एजेंसियों से कम लागत पर भी ऋण की व्यवस्था कर रही है। इसके अलावा इरेडा विभिन्न योजनाओं के अंतर्गत नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए वित्तीय सहायता प्रदान कर रहा है।

---

## अनुबंध 11.1

## विद्युत परियोजनाओं के पूंजीगत लागत का अनुमान लगाने के लिए अनुमान

## 1. 2017-2022 की अवधि के लिए

क्र. सं.	परियोजना का प्रकार	पूंजीगत लागत प्रति मेगावाट (करोड़ रुपए में)				
		2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
1	कोयला	6.5	6.76	7.03	7.31	7.60
2	जल विद्युत	10	10.4	10.8	11.2	11.7
3	सौर	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
4	पवन	6	6	6	6	6
5	बायोमास	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
6	एसएचपी	6.5	6.76	7.03	7.31	7.60
7	नाभिकीय (पीएचडब्ल्यूआर)	10	10.4	10.8	11.2	11.7

## 2. 2022-2027 की अवधि के लिए

क्र. सं.	परियोजना का प्रकार	पूंजीगत लागत प्रति मेगावाट (करोड़ रुपए में)				
		2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
1	कोयला	7.9	8.2	8.5	8.9	9.25
2	जल विद्युत	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2
3	सौर	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
4	पवन	6	6	6	6	6
5	बायोमास	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
6	एसएचपी	7.9	8.2	8.5	8.9	9.25
7	नाभिकीय (पीएचडब्ल्यूआर)	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2
8	नाभिकीय (एलडब्ल्यूआर)	20.0	20.8	21.6	22.5	23.4

## अनुबंध 11.2

विद्युत परियोजनाओं के पूंजीगत लागत का अनुमान लगाने के लिए अनुमान  
वर्ष 2017-22 और 2022-27 की अवधि के लिए विद्युत परियोजनाओं के व्यय की फेजिंग

परियोजना का प्रकार	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	कुल
कोयला	10%	10%	20%	30%	30%	-	-	-	-	100%
जल विद्युत	20%	25%	25%	20%	10%	-	-	-	-	100%
सौर	80%	20%	-	-	-	-	-	-	-	100%
पवन	60%	40%	-	-	-	-	-	-	-	100%
बायोमास	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
एसएचपी	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
नाभिकीय	3%	1%	4%	5%	10%	15%	21%	26%	15%	100%

## अध्याय 12

### विद्युत क्षेत्र से उत्सर्जन

#### 12.0 प्रस्तावना

ऊर्जा की मांग में सक्रियात्मक वृद्धि प्राकृतिक वातावरण को तेजी से प्रभावित कर रही है। मानवीय गतिविधियां अब उस पैमाने पर घटित हो रही हैं कि उन्होंने जटिल प्राकृतिक प्रणालियों के साथ भी हस्तक्षेप शुरू कर दिया है। मानवोद्भव से जुड़ी गतिविधियां जैसे जीवाश्म ईंधनों से ऊर्जा उत्पादन, औद्योगीकरण और वनों की कटाई वातावरण में ग्रीन हाउस गैस (जीएचजी) के सांद्रण को उनके प्राकृतिक स्तर से अधिक बढ़ा रही हैं, जिसके परिणामस्वरूप वैश्विक स्तर पर जलवायु परिवर्तन हो रहा है। कार्बन डाई ऑक्साइड ( $\text{CO}_2$ ) और मीथेन ( $\text{CH}_4$ ) जैसी ग्रीन हाउस गैसों का अत्यधिक सांद्रण तथा अन्य खतरनाक गैसों का वातावरण में उत्सर्जन वैश्विक स्तर पर सर्वाधिक गंभीर पर्यावरणीय मुद्दों में से एक प्रमुख मुद्दा बन गया है, जिससे मानव जीवन के लिए बहुत बड़ा खतरा पैदा हो गया है।

ज्यादातर विकासशील देशों में विद्युत की प्रमुख आवश्यकता को थर्मल पावर प्लांटों के माध्यम से ही पूरा किया जाता है। भारत भी विद्युत उत्पादन के लिए ऊर्जा के एक प्रमुख स्रोत के रूप में काफी हद तक कोयले पर निर्भर है और भविष्य में भी विद्युत उत्पादन के क्षेत्र में कोयले की मुख्य भूमिका जारी बनी रहेगी। दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के अनुसार देश की कुल स्थापित क्षमता में कोयला आधारित विद्युत उत्पादन क्षमता का योगदान लगभग 58.08% है, परंतु यह देश में कुल विद्युत उत्पादन के लगभग 76.08 % का उत्पादन करता है।

जीवाश्म ईंधन जैसे कोयला, ऑयल और गैस का प्रयोग कर विद्युत उत्पादन करने से हमारा वातावरण कई तरीकों से प्रभावित होता है। कोयला आधारित पावर स्टेशनों से पार्टिकुलेट पदार्थों का उत्सर्जन और फ्लाई ऐश का उत्पादन स्थानीय स्वास्थ्य से जुड़े खतरे हैं। जीवाश्म ईंधन आधारित विद्युत उत्पादन से  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  और पारा आदि जैसे गैसीय उत्सर्जन स्थानीय के साथ-साथ वैश्विक स्तर पर जलवायु को प्रभावित करते हैं।

#### 12.1 थर्मल पावर स्टेशनों से उत्सर्जन

विद्युत उत्पादन करने वाली टर्बाइनों को चलाने के लिए वाष्प / गर्म वायु उत्पन्न करने हेतु जीवाश्म ईंधन पर आधारित पावर प्लांटों में कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, डीजल आदि जैसे जीवाश्म ईंधनों को जलाया जाता है। जीवाश्म ईंधनों के दहन से विद्युत उत्पादन का वायु, जल और भूमि पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ता है, जिसके फलस्वरूप स्थानीय के साथ-साथ वैश्विक स्तर पर पर्यावरण प्रदूषित होता है।

थर्मल पावर स्टेशनों से उत्सर्जित होने वाले प्रदूषकों के प्रमुख प्रकार निम्नवत हैं :

##### 12.1.1 वायु प्रदूषण

थर्मल पावर स्टेशनों द्वारा जीवाश्म ईंधनों के दहन से निम्नलिखित प्रमुख वायु प्रदूषक उत्पन्न होते हैं : i) नाइट्रोजन ऑक्साइड ( $\text{NO}_2$ ), ii) सल्फर डाई ऑक्साइड ( $\text{SO}_2$ ), iii) ग्रीन हाउस गैसों जैसे कार्बन डाई ऑक्साइड ( $\text{CO}_2$ ), iv) सस्पेंडेड पार्टिकुलेट मैटर (एसपीएम) और v) पारे का उत्सर्जन। दहन की प्रक्रिया के दौरान कार्बन मोनोऑक्साइड ( $\text{CO}$ ) का भी उत्सर्जन होता है। प्रमुख प्रदूषकों और उनके प्रभाव का विवरण नीचे दिया गया है :

##### 12.1.1.1 नाइट्रोजन ऑक्साइड

ज्यादातर  $\text{NO}_x$  का उत्सर्जन  $\text{NO}$  के रूप में होता है, जो वातावरण में  $\text{NO}_2$  के रूप में ऑक्सीकृत हो जाता है। उच्च तापक्रम पर सभी प्रकार की दहन प्रक्रियाओं से  $\text{NO}_x$  का उत्सर्जन होता है।  $\text{NO}_x$  का फॉर्मेशन थर्मल  $\text{NO}_x$  के कारण हो

सकता है, जो वायु में नाइट्रोजन के ऑक्सीकरण के परिणामस्वरूप अथवा  $\text{NO}_x$  ईंधन के कारण होता है, जो ईंधन में उपस्थित नाइट्रोजन के कारण हो सकता है। सामान्यतया यदि दहन का तापक्रम अधिक होगा, तो स्वभाविक रूप से  $\text{NO}_x$  अधिक मात्रा में उत्पन्न होगा। कुछ  $\text{NO}_x$  ऑक्सीकृत होकर  $\text{NO}_3$  बन जाते हैं, जो अम्ल के प्रेसिपिटेशन और फॉग का अनिवार्य कारक हैं।  $\text{NO}_x$  को नियंत्रित करने के लिए कोई मौजूदा शर्तें नहीं थीं। तथापि, पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित किए गए नए मानदंडों में  $\text{NO}_x$  को नियंत्रित करने के लिए शर्तों का उल्लेख किया गया है, जिन पर चर्चा इस अध्याय में बाद में की गई है।

### 12.1.1.2 सल्फर ऑक्साइड

जीवाश्म ईंधन विशेष रूप से कोयला और ऑयल में निहित सल्फर का दहन  $\text{SO}_x$  का प्राथमिक स्रोत है। दहन स्रोतों से उत्सर्जित होने वाला लगभग 97% से 99%  $\text{SO}_x$  सल्फर डाई-ऑक्साइड के रूप में होता है, जो एक जटिल प्रदूषक है, बचा हुआ प्रदूषक प्रायः  $\text{SO}_3$  होता है जो वातावरणीय जल में उपस्थित होता है और तुलनात्मक रूप से उच्च सांद्रण की स्थिति में सल्फ्यूरिक अम्ल में बदल जाता है, जो श्वसन प्रणाली पर प्रभाव डालता है।  $\text{SO}_x$  के उत्सर्जन को ऊंची चिमनी बनाकर उत्सर्जित कर नियंत्रित किया जाता है। 500 मेगावाट या उससे अधिक क्षमता आकार वाली बड़ी यूनिटों से भी यह अपेक्षित था कि भविष्य में आवश्यक होने पर वे फ्लू गैस डी-सल्फराइजेशन (एफजीडी) प्रणाली की स्थापना के लिए एक स्थान का प्रावधान करेंगी। विशिष्ट मामलों में पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा पर्यावरणीय स्वीकृति प्रदान करते समय एफजीडी प्रणाली की स्थापना का उल्लेख किया गया है। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित नई शर्तों में  $\text{SO}_x$  को नियंत्रित करने के लिए शर्तों का उल्लेख किया गया है, जिन पर चर्चा इस अध्याय में बाद में की गई है।

### 12.1.1.3 ग्रीन हाउस गैसों

बहुत सी गैसों जैसे कार्बन डाई ऑक्साइड ( $\text{CO}_2$ ), मीथेन, नाइट्रस ऑक्साइड ( $\text{N}_2\text{O}$ ), क्लोरोफ्लोरोकार्बन और जलवाष्प को ग्रीन हाउस गैस कहा जाता है। कार्बन डाई ऑक्साइड गैस प्राथमिक रूप से जीवाश्म ईंधनों को जलाने से उत्सर्जित होती है। यह कोयला और हाइड्रोकार्बन के दहन से उत्पन्न होती है। मीथेन रासायनिक पदार्थों (मार्श, कैटल रेजिंग, राइस फ्लैक्स आदि) के डिकंपोजीशन और जीवाश्म ईंधनों के इस्तेमाल से उत्सर्जित होती है।

### 12.1.1.4 पार्टिकुलेट मैटर

पार्टिकुलेट मैटर शब्द पार्टिकल का पर्यायवाची शब्द है अर्थात् इसका इस्तेमाल पार्टिकल (कण) के लिए किया जाता है और ये सभी शब्द अंततः पावर स्टेशनों की चिमनी अर्थात् स्टेक से वायु में उत्सर्जित होने वाले सूक्ष्म ठोस कणों को संदर्भित करते हैं। वायु में उत्सर्जित होने वाली सूक्ष्म कणों को नियंत्रित करने के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय में नई शर्तें अधिसूचित की हैं, जो नए पावर प्लांटों के तुलनात्मक रूप से अधिक कठोर हैं।

### 12.1.1.5 कार्बन मोनो ऑक्साइड

यह रंगरहित, गंधरहित, ज्वलनशील और हानिकारक गैस है। इसमें रक्त में उपस्थित हीमोग्लोबिन के साथ प्रतिक्रिया करने और रक्त की ऑक्सीजन अवशोषित करने की क्षमता घटाने का दुष्प्रभाव होता है। यह कोयला और हाइड्रोकार्बन के अपूर्ण दहन से उत्पन्न होता है। कार्बन मोनो ऑक्साइड ( $\text{CO}$ ) का सर्वाधिक उल्लेखनीय स्रोत ऑटोमोबाइल है।

### 12.1.1.6 पारे का उत्सर्जन

थर्मल पावर स्टेशनों से पारे का उत्सर्जन इसकी विषाक्तता, उडनशीलता, लगातार बने रहना, वातावरण में लंबे समय तक चलते रहना जैसे दुष्प्रभावों के कारण बढ़ रही चिंता का एक विषय है। वातावरण में उत्सर्जित हो जाने के बाद पारा, मृदा, वायु, सतही और भूमि जल को प्रदूषित करता है। कोयला आधारित पावर स्टेशनों से उत्सर्जित होने वाला पारा मूल रूप से कोयले में उपस्थित पारे से उत्पन्न होता है। चौंकाने वाली बात यह है कि कोयले में उपस्थित पारा दसवां भाग प्रति बिलियन रेंज में उपस्थित होता है। विद्युत उत्पादन के लिए भारी मात्रा में कोयला का दहन वातावरण में पारे के उत्सर्जन का सबसे बड़ा स्रोत है।

### 12.1.2 जल प्रदूषण

जल प्रदूषण से प्राकृतिक जल का संक्रमण अभिप्रेत है, इस प्रकार उस जल का आगामी इस्तेमाल प्रभावित होता है। जल संक्रमण इसमें कार्बनिक अथवा अकार्बनिक पदार्थों के घुलने से अथवा जल का तापक्रम परिवर्तित होने से होता है।

थर्मल पावर स्टेशनों में नदी, झील, तालाब अथवा समुद्र जल के स्रोत होते हैं, जहां से सामान्यतया जल लिया जाता है। इस बात की भी संभावना को नकारा नहीं जा सकता कि जल स्रोत स्तर पर ही संक्रमित हो। इसके अलावा संक्रमण अथवा प्रदूषण थर्मल पावर प्लांटों के अपशिष्ट जल में उपस्थित कार्बनिक अथवा अकार्बनिक यौगिकों से होता है।

जल प्रदूषण के प्रकार और इसके स्रोत **तालिका 12.1** में दिए गए हैं।

**तालिका 12.1**  
**जल प्रदूषण के प्रकार और इसके स्रोत**

	प्रकार	स्रोत
(i)	थर्मल प्रदूषण	- कंडेंसर से निस्सारित पदार्थ
(ii)	जल निकायों में फ्लाई ऐश का पहुंचाना	- ऐश पांड ओवरफ्लो, ऐश हैंडलिंग क्षेत्र ड्रेनेज
(iii)	अम्लीय अथवा क्षारीय प्रवाह	- डीएम जल उपचार प्लांट, रसायन भंडारण क्षेत्र और प्रयोगशाला
(iv)	लीचिंग और वाटर परकोलेशन	- ऐश डंप, ऐश पांड्स
(v)	भारी धातुएं	- एयर हीटर वाश, बॉयलर फायर साईड क्लियरिंग से वाश वाटर
(vi)	विषाक्त पदार्थ, उच्च कुल घुलित ठोस पदार्थ (टीडीएस), फॉस्फेट हाई अल्कलाईन, अमोनिया	- बॉयलर ब्लोडाउन
(vii)	स्लज और ऑयल	- ईंधन के क्षेत्र, ट्यूब ऑयल क्षेत्र, ट्रांसफॉर्मर ऑयल क्षेत्र से निःस्सारित होने वाले पदार्थ
(viii)	साइनाइड और अन्य रसायन	- रेडियो ग्राफिक प्रयोगशाला
(ix)	जीवाणुपरक प्रदूषण	- सैनिटरी और घरेलू अपशिष्ट

जल प्रदूषण के प्रभाव बहु आयामी होते हैं और ये जल के प्रकार एवं सांद्रता पर निर्भर होते हैं। इनमें से कुछ तालिका 12.2 में दिए गए हैं।

**तालिका 12.2**  
**जल प्रदूषण के प्रभाव**

	प्रदूषक	प्रभाव
क	बीओडी (बायोलॉजिकल ऑक्सीजन डिमांड) के प्रतिनिधि के रूप में घुलनशील कार्बनिक रसायन	सतही जल में ऑक्सीजन के स्तर को घटा देता है, जिसके फलस्वरूप मछलियां मर जाती हैं, अनापेक्षित जलीय जीव-जंतु और गंध बढ़ जाती है। जलीय खाद्य श्रृंखला में कुछ कार्बनिक रसायन बायो- मैग्निफाइड हो सकते हैं।
ख	तैरते ठोस पदार्थ	जल की स्वच्छता को प्रभावित करता है और स्लज जमा होने से प्रकाश-संश्लेषण में बाधा उत्पन्न होती है, जिसके फलस्वरूप पारिस्थितिकी प्रणाली के परिणाम परिवर्तित और प्रभावित होते हैं।
ग	क्लोराइड	जल में खारापन उत्पन्न करता है।
घ	अम्लीय, क्षारीय और विषाक्त पदार्थ	इसके कारण मछलियां मर सकती हैं और धारा की पारिस्थितिकी प्रणाली में असंतुलन भी पैदा हो सकता है।
ड.	प्रदूषक तत्व $\text{Cl}_2$ , $\text{H}_2\text{O}_2$	सूक्ष्म जीवाणुओं का नष्ट होना।
च	आयनीकृत रूप में Fe, Ca, Mg, Mn, Cl और $\text{SO}_4$	इससे जल की विशेषताएं परिवर्तित होती हैं, भारी हो जाता है और खारापन उत्पन्न होता है।

थर्मल पावर स्टेशनों से निकलने वाले सभी अपशिष्ट जल का जल निकायों में निःस्सारण पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा यथा विहित पर्यावरणीय मानकों के अनुसार उपचार के बाद किया जाता है। इसके अलावा ऐश पांड इस तरह बनाए जाते हैं कि वे उच्च घनत्व वाले पॉली एथिलिन (एचटीपीई) की परत से लीचिंग आदि को रोक सकें। इसके अलावा कई स्टेशनों में जल निकायों में किसी भी प्रकार के अपशिष्ट पदार्थों का निःस्सारण न करने की परिकल्पना के साथ जीरो डिस्चार्ज सिस्टम भी लागू किया गया है।

### 12.1.3 फ्लाई ऐश उत्पादन

भारतीय कोयला निम्न ग्रेड का होता है, जिसमें ऐश की मात्रा आयातित कोयले में 10%-15% की तुलना में 30%-50% होती है। इस प्रकार देश में कोयला/लिग्नाइट आधारित थर्मल पावर स्टेशनों में बड़ी मात्रा में ऐश उत्पन्न हो रही है, जिसके भंडारण/निपटान के लिए न केवल बड़े और कीमती भू-भाग की आवश्यकता होती है, बल्कि यह वायु और जल दोनों के प्रदूषण के विभिन्न स्रोतों में से एक है। ऐश पांड में फ्लाई ऐश के निपटान के लिए भूमि की आवश्यकता को कम करने और फ्लाई ऐश द्वारा पैदा किए जाने वाले प्रदूषण की समस्या से निपटने के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय ने फ्लाई ऐश के सदुपयोग पर विभिन्न अधिसूचनाएं जारी की हैं। इस संबंध में पहली अधिसूचना 14 सितंबर 1999 को जारी की गई, जिसमें बाद में 2003, 2009 और 2016 में क्रमशः दिनांक 27 अगस्त 2003, 03 नवंबर 2009 और 25 जनवरी 2016 की अधिसूचनाओं के माध्यम से संशोधन किए गए। दिनांक 03 नवंबर 2009 की अधिसूचना में देश में स्थित सभी कोयला/लिग्नाइट आधारित थर्मल पावर स्टेशनों के लिए चरणबद्ध ढंग से फ्लाई ऐश के सदुपयोग के लिए लक्ष्य निर्धारित किए गए, जिससे कि फ्लाई ऐश के 100% सदुपयोग का लक्ष्य हासिल किया जा सके।

दिनांक 25 जनवरी 2016 को पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा जारी की गई नवीनतम अधिसूचना में यह विनिर्दिष्ट किया गया कि प्रधानमंत्री ग्रामीण सड़क योजना, महात्मा गांधी राष्ट्रीय ग्रामीण रोजगार गारंटी अधिनियम

2005, स्वच्छ भारत अभियान आदि जैसे सभी सरकारी कार्यक्रमों और योजनाओं में फ्लाई ऐश से बने उत्पादों का इस्तेमाल अनिवार्य रूप से किया जाए।

#### 12.1.4 भूमि की गुणवत्ता प्रभावित होना

थर्मल पावर स्टेशन सामान्यतः गैर वन भूमि पर अवस्थित होते हैं और इनमें पुनर्वास और पुनर्स्थापन की ज्यादा समस्याएं निहित नहीं होतीं। तथापि, जीव-जंतुओं और वनस्पतियों, वन्य जीव अभ्यारण्य और मानव जीवन आदि पर इनके स्टेक उत्सर्जन के प्रभावों का अध्ययन किसी प्रतिकूल प्रभाव की दृष्टि से किया जाना चाहिए। फ्लाई ऐश के निपटान के लिए भूमि की आवश्यकता और ऐश पांड में ऐश के निपटान से भू-जल पर इसका खतरनाक प्रभाव थर्मल पावर स्टेशनों के सर्वाधिक गंभीर प्रभावों में से एक है।

#### 12.2 पावर प्लांटों से उत्सर्जन को कम करने के लिए थर्मल पावर स्टेशनों द्वारा उठाए गए कदम

थर्मल पावर स्टेशनों से प्रदूषण को घटाने के लिए वर्तमान में पावर कंपनियों द्वारा निम्नलिखित कदम उठाए जा रहे हैं :-

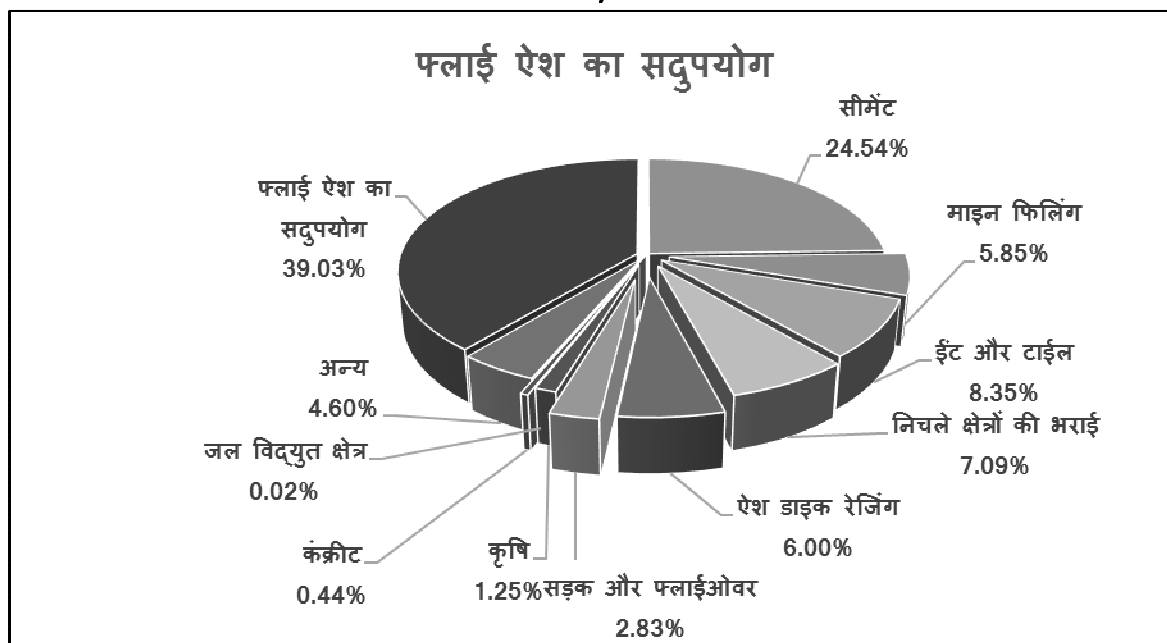
- **एसपीएम उत्सर्जन:** - फ्लाई ऐश के उत्सर्जन को रोकने और विहित उत्सर्जन शर्तों के भीतर घुलित पार्टिकुलेट पदार्थों को घटाने के लिए पावर स्टेशनों में उच्च कुशलता वाले इलेक्ट्रोस्टैटिक प्रिसिपिटेटर (ईएसपी) लगाए जाते हैं। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा यथाविहित एसपीएम शर्तों का अनुपालन सामान्य रूप से सभी कोयला आधारित स्टेशनों द्वारा किया जाता है। तथापि, स्थानीय स्थितियों के आधार पर प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड अथवा अन्य कार्यान्वयन एजेंसियों ने पर्यावरण संरक्षण अधिनियम के प्रावधानों के तहत तुलनात्मक रूप से अधिक कठोर शर्तें विहित की हैं।
- **NO<sub>x</sub> नियंत्रण :-** प्राथमिक दहन नियंत्रण के जरिए NO<sub>x</sub> को नियंत्रित करने के लिए पावर स्टेशनों में लो NO<sub>x</sub> बर्नर का इस्तेमाल किया जा रहा है। किसी द्वितीयक NO<sub>x</sub> नियंत्रण प्रणाली के बिना कोयला आधारित पावर स्टेशनों से मौजूदा NO<sub>x</sub> उत्सर्जन 600-1000 mg/Nm<sup>3</sup> की रेंज में रहता है।
- **SO<sub>x</sub> नियंत्रण -** थर्मल पावर स्टेशनों में प्रयुक्त भारतीय कोयले में सामान्यतया सल्फर की मात्रा लगभग 0.3% से 0.5% के बीच होती है और SO<sub>x</sub> नियंत्रण का लक्ष्य निर्धारित विनियमों के अनुसार उपलब्ध कराए गए लंबे स्टेक से डिस्पर्सन के जरिए हासिल किया जा रहा है। 500 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता आकार वाली कोयला आधारित यूनिटों और 1500-2000 मेगावाट क्षमता वाले स्टेशनों में भविष्य में आवश्यक होने पर फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन (एफजीडी) सुविधा की स्थापना के लिए स्थान का प्रावधान करना अपेक्षित है। संवेदनशील क्षेत्रों में पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा कम क्षमता वाले पावर स्टेशनों से भी एफजीडी प्लांटों की स्थापना के लिए जोर दिया जा सकता है। जहां कहीं भी पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा निर्धारित किया गया है, कुछ स्टेशनों में फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन प्रणालियां स्थापित की गई हैं।
- **तरल अपशिष्ट पदार्थों का निःसारण:** - pH, उपलब्ध क्लोरिन घुलित ठोस पदार्थों, ऑयल और ग्रीस, कॉपर, लोहा, जिंक, टीडीएस और कुल घुलित ठोस पदार्थों जैसे मानदंडों को नियंत्रित करने के लिए एफ्लुएंट ट्रीटमेंट प्लांट की स्थापना की जा रही है। कई पावर स्टेशनों ने जीरो लिक्विड डिसचार्ज का लक्ष्य हासिल कर लिया है। ज्यादातर पावर प्लांट यथाविहित शर्तों का अनुपालन कर रहे हैं।
- **फ्लाई ऐश का सदुपयोग:** - थर्मल पावर स्टेशनों द्वारा उत्पन्न की जा रही फ्लाई ऐश का 100% सदुपयोग सुनिश्चित करने के लिए कदम उठाए जा रहे हैं। शुष्क रूप में एकत्रित फ्लाई ऐश का उपयोग ईट बनाने, कोयला खानों की बैकफिलिंग, सड़क निर्माण और सीमेंट के विनिर्माण के लिए किया जा रहा है। सीईए द्वारा वर्ष 2015-16 में 176.74 मिलियन टन फ्लाई ऐश उत्पन्न करने वाले और 536.64 मिलियन टन कोयले की खपत करने वाले और 145044.80 मेगावाट की स्थापित क्षमता वाले 151 कोयला आधारित सभी स्टेशनों के डाटा का विश्लेषण किया गया। इस विश्लेषण से पता चला कि देश में

---

60.97% सदुपयोग के साथ 107.77 मिलियन टन फ्लाई ऐश के सदुपयोग का लक्ष्य हासिल कर लिया है (तथापि, फ्लाई ऐश का वास्तविक सदुपयोग अलग-अलग स्टेशनों में अलग-अलग हो सकता है)। विभिन्न क्षेत्रों में फ्लाई ऐश का सदुपयोग **प्रदर्श 12.1** में दर्शाया गया है।

---

**प्रदर्श 12.1**  
(सभी आंकड़े %  
में)



• **पारे का उत्सर्जन :**

भारत ने सितंबर 2014 में पारे के प्रतिकूल प्रभाव से मानव स्वास्थ्य और पर्यावरण की रक्षा के लिए कानूनी रूप से बाध्यकर लिखत पर आधारित मिनिमेटा कंवेन्शन पर हस्ताक्षर किए हैं। मिनिमेटा कंवेन्शन का अनुच्छेद 8 कोयला आधारित पावर स्टेशनों से पारे के उत्सर्जन को नियंत्रित करने के लिए उपायों के माध्यम से वातावरण में पारे का उत्सर्जन कम करने से संबंधित है। भारतीय कोयले में पारे की मात्रा पर सीआईएमएफआर, धनबाद द्वारा किए गए अध्ययन में यह अनुमान लगाया गया है कि कोयले का पारा उत्सर्जन घटक 0.14 g/टन अथवा 14ppm के रूप में है। ईएसपी के साथ-साथ NO<sub>x</sub> और SO<sub>x</sub> (एससीर और एफजीडी) के लिए उपलब्ध कराई गई नियंत्रण प्रणालियां भी पारे के उत्सर्जन को नियंत्रित करने में सहयोगी हैं।

### 12.3 थर्मल पावर प्लांटों के लिए नए उत्सर्जन मानक

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय ने उत्सर्जन और अपशिष्ट पदार्थों के निःस्रावण सहित थर्मल पावर स्टेशनों के लिए दिनांक 07 दिसंबर 2015 को नई पर्यावरणीय शर्तें अधिसूचित की हैं। **तालिका 12.3** और **12.4** में थर्मल पावर स्टेशनों के लिए नई पर्यावरणीय शर्तें दर्शाई गई हैं, जिनका अलग-अलग समय अनुसूची के अनुसार अनुपालन किया जाना अपेक्षित है।

## तालिका 12.3

थर्मल पावर स्टेशनों के लिए नई पर्यावरणीय शर्तें \*

उत्सर्जन मानदंड	टीपीपी (यूनिटें) 31 दिसंबर 2003 से पहले स्थापित	टीपीपी (यूनिटें) 31 दिसंबर 2003 के बाद और 31 दिसंबर 2016 तक स्थापित	टीपीपी (यूनिटें) 01 जनवरी 2017 से स्थापित की जाने वाली
पार्टिकुलेट मैटर	100 mg/Nm <sup>3</sup>	50 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>
सल्फर डाइ ऑक्साइड (SO <sub>2</sub> )	500 मेगावाट से कम क्षमता वाली यूनिटों के लिए 600 mg/Nm <sup>3</sup>  500 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाली यूनिटों के लिए 200 mg/Nm <sup>3</sup>	मेगावाट से कम क्षमता वाली यूनिटों के लिए 600 mg/Nm <sup>3</sup>  500 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाली यूनिटों के लिए 200 mg/Nm <sup>3</sup>	100 mg/Nm <sup>3</sup>
नाइट्रोजन के ऑक्साइड (NO <sub>x</sub> )	600 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup>	100 mg/Nm <sup>3</sup>

\*मौजूदा स्टेशनों द्वारा 2 वर्ष के भीतर अनुपालन किया जाए और निर्माणाधीन प्लांटों के लिए 01 जनवरी 2017 से अनुपालन किया जाए।

**तालिका 12.4****थर्मल पावर प्लांटों के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय की जल संबंधी शर्तें**

क्र. सं.	थर्मल पावर प्लांटों के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय की जल संबंधी शर्तें
1.	वंस थ्रू कूलिंग (ओटीसी) वाले सभी प्लांट कूलिंग टावर (सीटी) की स्थापना करेंगे और अधिसूचना की तारीख से 2 वर्ष के भीतर 3.5 m <sup>3</sup> /MWh जल की विशिष्ट खपत का लक्ष्य हासिल करेंगे।
2	सभी मौजूदा कूलिंग टावर (सीटी) आधारित प्लांट अधिसूचना की तारीख से 2 वर्ष के भीतर जल की विशिष्ट खपत को न्यूनतम 3.5 m <sup>3</sup> /MWh तक लाने का लक्ष्य हासिल करेंगे।
3.	01 जनवरी 2017 के बाद स्थापित किए जाने वाले नए प्लांटों को 2.5 m <sup>3</sup> /MWh की विशिष्ट जल खपत और शून्य जल निःस्सारण का लक्ष्य हासिल करना होगा।

**12.4 विद्युत क्षेत्र पर नए उत्सर्जन मानकों का प्रभाव**

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय (एमओईएफ और सीसी) द्वारा निर्धारित नई शर्तों (मानदंडों) को तब तक पूरा नहीं किया जा सकता है, जब तक कि SO<sub>x</sub> को कम करने के लिए फ्लू गैस डीसल्फराइजेशन (एफजीडी) और NO<sub>x</sub> को कम करने के लिए सेलेक्टिव कैटालिस्ट रिडक्शन (एससीआर) जैसी नई प्रौद्योगिकियों को लागू नहीं किया जाता है। कोयला आधारित पावर स्टेशनों से SO<sub>x</sub> के उत्सर्जन को कम करने के लिए निम्नलिखित प्रौद्योगिकियां उपलब्ध हैं :

- 1) गीला / लाइम स्टोन फ्ल्यू गैस डीसल्फराइजेशन
- 2) स्प्रे ड्राई स्कबर
- 3) समुद्री जल स्कविंग

कोयला आधारित पावर स्टेशनों से NO<sub>x</sub> के उत्सर्जन को कम करने के लिए निम्नलिखित प्रौद्योगिकियां उपलब्ध हैं:

- 1) दहन नियंत्रण
- 2) सेलेक्टिव कैटालिस्ट रिडक्शन (एससीआर)
- 3) सेलेक्टिव नॉन कैटालिस्ट रिडक्शन (एसएनसीआर)

SO<sub>x</sub> और NO<sub>x</sub> को कम करने के लिए नई शर्तों को पूरा करने के लिए कोयला आधारित पावर स्टेशनों को बहुत सी चुनौतियों का सामना करना होगा। कुछ मुद्दों और चुनौतियों के बारे में नीचे चर्चा की गई है।

SO<sub>x</sub> को कम करने के लिए विहित तकनीकों के कार्यान्वयन के लिए कोयला आधारित पावर स्टेशनों को फ्लू गैस डिस्फराइजेशन प्लांट स्थापित करना होगा। यह अनुमान लगाया गया है कि एफजीडी प्लांट स्थापित करने के लिए स्थान की अनुपलब्धता के कारण लगभग 16,789 मेगावाट कोयला आधारित क्षमता प्रभावित होगी। 2 × 500 मेगावाट क्षमता वाले प्लांट के लिए एफजीडी प्लांट स्थापित करने हेतु 7 एकड़ जमीन की आवश्यकता होती है। इसके अलावा, जहां स्थान उपलब्ध है, वहां एफजीडी की स्थापना के लिए 2 से 3 वर्ष के समय की आवश्यकता हो सकती है और इसके लिए प्लांट को कम से कम 1-2 महीने तक शटडाउन रखना पड़ सकता है। इसके अलावा, लगभग 2 लाख मेगावाट की स्थापित क्षमता के लिए एफजीडी प्लांटों के संचालन के लिए बड़ी मात्रा में चूना पत्थर की आवश्यकता होगी। एफजीडी प्लांटों का उप-उत्पाद

जिप्सम है। इसलिए इतनी बड़ी मात्रा में जिप्सम का निपटान एक अतिरिक्त समस्या होगी। एफजीडी प्लांट की स्थापना से कम से कम 1% - 1.5% तक सहायक विद्युत खपत (एपीसी) बढ़ जाएगी, जिससे विद्युत प्लांट की समग्र दक्षता प्रभावित होगी।

NO<sub>x</sub> को कम करने के लिए विहित नियंत्रण तकनीकों का कार्यान्वयन करने के लिए कोयला आधारित पावर स्टेशनों को सेलेक्टिव कैटालिस्ट रिडक्शन (एससीआर) प्रणाली स्थापित करनी होगी है क्योंकि दहन नियंत्रण प्रणाली लगभग 600-700 mg/NM<sub>3</sub> तक ही NO<sub>x</sub> के उत्सर्जन को कम कर सकती है। तथापि, 300 mg/NM<sub>3</sub> की नई शर्तों को देखते हुए एससीआर की स्थापना आवश्यक हो जाती है। एससीआर के साथ मुख्य चुनौती यह है कि वे उच्च फ्लाई ऐश वाले भारतीय कोयला के लिए उपयुक्त सिद्ध नहीं हुई हैं। एससीआर की स्थापना के लिए स्थान की उपलब्धता संबंधी बाधा / लेआउट संबंधी बाधाओं के भी एक बड़ी चुनौती होने की उम्मीद है। इसके अलावा एससीआर के संचालन के लिए बड़ी मात्रा में अमोनिया की आवश्यकता होगी, इसकी विषाक्त प्रकृति के कारण अमोनिया के परिवहन और भंडारण में भी चुनौतियों का सामना करना होगा।

सभी मुद्दों और चुनौतियों के अलावा, इतनी बड़ी मात्रा में एफजीडी और एससीआर की आपूर्ति के लिए विक्रेताओं की उपलब्धता भी मुख्य बाधा होगी।

### 12.5 विद्युत क्षेत्र से कार्बन उत्सर्जन

कार्बन डाइऑक्साइड जैसी जीएचजी के वायुमंडलीय सांद्रण के निर्माण में वैश्विक स्तर पर जीवाश्म ईंधन की खपत का प्राथमिक रूप से योगदान है, जिसके परिणामस्वरूप ग्लोबल वार्मिंग हो रही है। संयुक्त राष्ट्र मानव विकास रिपोर्ट 2015 के मुताबिक भारत में प्रति व्यक्ति कार्बन डाइऑक्साइड का उत्सर्जन सबसे कम है और ऐसा अनुमान है कि यह दुनिया में औसतन 4.6 टन प्रति व्यक्ति और संयुक्त राज्य अमेरिका के लिए 17.0 टन प्रति व्यक्ति की तुलना में 1.7 टन है (तालिका 12.5)।

**तालिका 12.5****विभिन्न देशों का प्रति व्यक्ति CO<sub>2</sub> उत्सर्जन**

देश	वर्ष 2011 में प्रति व्यक्ति CO <sub>2</sub> का उत्सर्जन (टन CO <sub>2</sub> )
भारत	1.7
अमेरिका	17.0
ऑस्ट्रेलिया	16.5
यू. के.	7.1
जापान	9.3
चीन	6.7
विश्व	4.5

स्रोत : संयुक्त राष्ट्र मानव विकास (यूएनडीपी) रिपोर्ट 2015

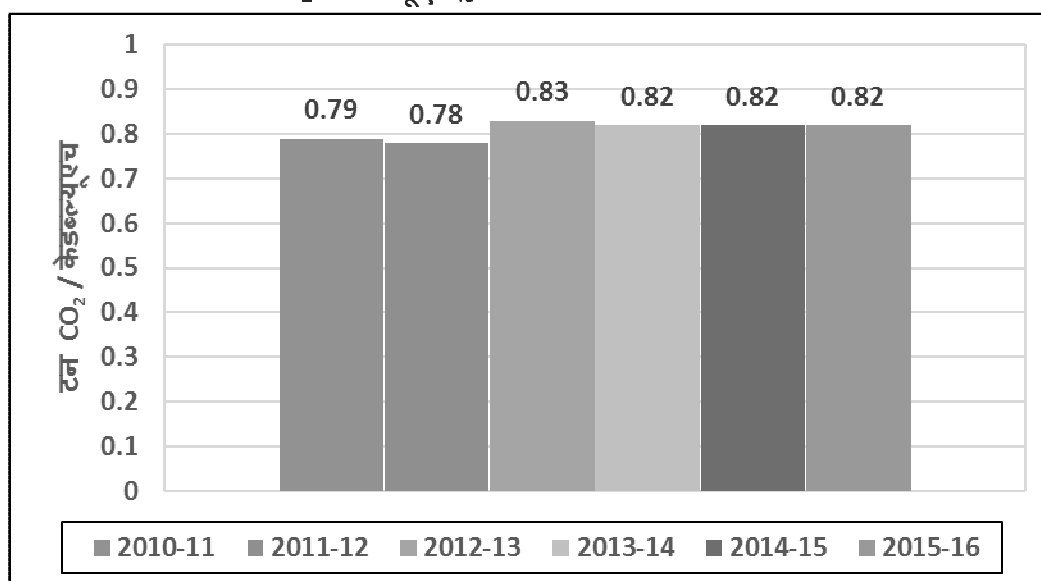
भारत से कुल कार्बन डाइऑक्साइड का आधा हिस्सा विद्युत क्षेत्र से उत्पन्न होने का अनुमान है। हमारे देश में CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन के अन्य प्रमुख कारक (स्रोत) परिवहन और औद्योगिक क्षेत्र हैं। सीईए ग्रिड से जुड़े विद्युत स्टेशनों से CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन की मात्रा का सालाना अनुमान लगा रहा है। वर्ष 2015-16 में ग्रिड से जुड़े विद्युत स्टेशनों में CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन की कुल मात्रा 846.3 मिलियन टन होने का अनुमान है। भारतीय विद्युत क्षेत्र से पिछले 5 वर्षों के दौरान कार्बन डाइ-ऑक्साइड का सालाना उत्सर्जन **तालिका 12.6** में दिया गया है।

**तालिका 12.6****विद्युत क्षेत्र का कुल अभीष्ट कार्बन डाइऑक्साइड उत्सर्जन  
(2010-11 से 2014-15) एमटी CO<sub>2</sub> में**

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
भारत	598.35	637.8	696.5	727.4	805.4	846.3

स्रोत: भारतीय विद्युत क्षेत्र के लिए सीईए का CO<sub>2</sub> बेसलाइन डेटाबेस - संस्करण 11 मार्च, 2016

वर्ष 2015-16 में ग्रिड से जुड़े पावर स्टेशनों (कैप्टिव पावर स्टेशनों और द्वीपों पर अवस्थित स्टेशनों और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को छोड़कर) से भारित औसत CO<sub>2</sub> उत्सर्जन की दर 0.82 किलो ग्राम CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएचनेट है। वर्ष 2015-16 के दौरान कोयला आधारित उत्पादन के प्रतिशत में वृद्धि और हाइड्रो और गैस आधारित उत्पादन में कमी के कारण भारित औसत में मामूली वृद्धि हुई है। वर्षवार भारित औसत उत्सर्जन घटक **प्रदर्श 12.2** में दर्शाए गए हैं।

**प्रदर्श 12.2****टन CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएच में भारित औसत उत्सर्जन घटक**स्रोत : भारतीय विद्युत क्षेत्र के लिए CO<sub>2</sub> बेसलाइन डेटाबेस

गैस आधारित पावर स्टेशनों से CO<sub>2</sub> का उत्सर्जन कोयला आधारित पावर स्टेशनों की तुलना में लगभग आधा है। भारतीय पावर स्टेशनों में प्रयुक्त विभिन्न जीवाश्म ईंधन के लिए भारित औसत CO<sub>2</sub> का उत्सर्जन तालिका 12.7 में दर्शाया गया है।

**तालिका 12.7**

**वित्तीय वर्ष 2015-16 में जीवाश्म ईंधन आधारित स्टेशनों के लिए  
भारित औसत विशिष्ट उत्सर्जन – टन CO<sub>2</sub>/मेगावाट आवर नेट में**

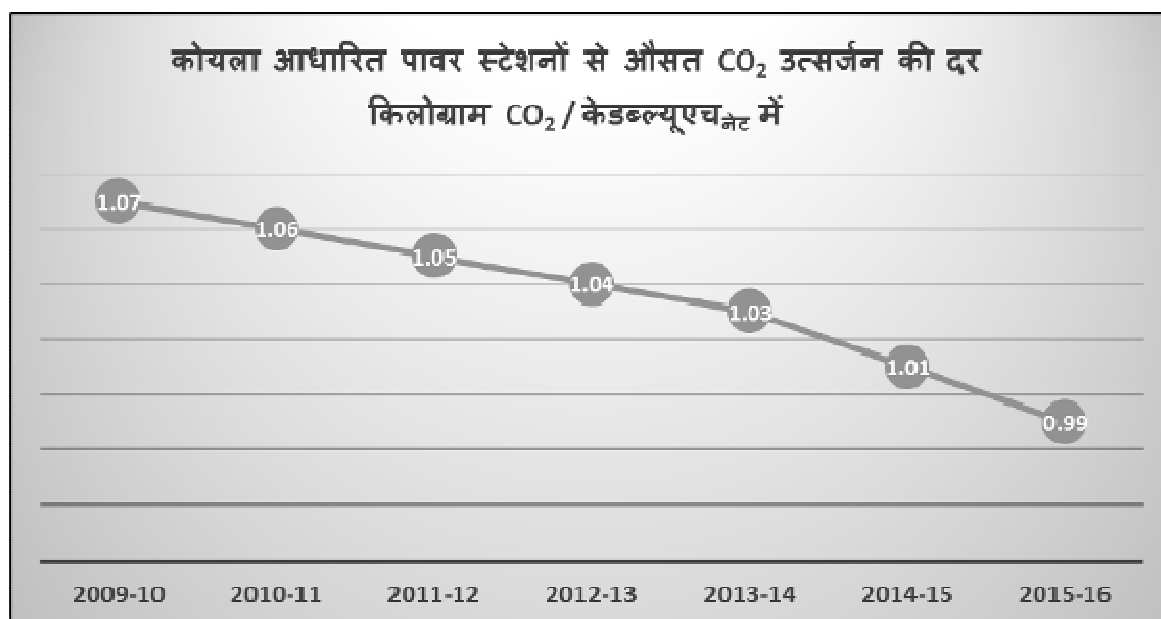
कोयला	डीज़ल	गैस*	लिग्नाइट
0.99	0.57	0.46	1.36

\* केवल गैस आधारित स्टेशनों के लिए जो किसी अन्य ईंधन का उपयोग नहीं करते हैं। ऐसे स्टेशनों जो दूसरे ईंधन के रूप में नाफ्था, डीज़ल या तेल का इस्तेमाल करते हैं, को भारित औसत से बाहर रखा गया है।

वर्ष 2015-16 के दौरान क्रमशः कोयला और लिग्नाइट आधारित उत्पादन का भारित औसत उत्सर्जन दर 0.99 किलोग्राम CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएच और 1.36 किलोग्राम CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएच है। हालांकि, कोयला आधारित स्टेशनों की औसत उत्सर्जन दर में इस तथ्य की वजह से गिरावट आ रही है क्योंकि अधिक संख्या में सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटें चालू की जा रही हैं और परफॉर्म एचीव और ट्रेड (पीएटी) योजना, जिसका लक्ष्य पावर प्लांटों की दक्षता की सुधार करना है, के कारण भी इसमें गिरावट आ रही है।

**प्रदर्श 12.3** कोयला आधारित पावर स्टेशनों से औसत CO<sub>2</sub> उत्सर्जन की दर में गिरावट को दर्शाता है।

## प्रदर्श 12.3

**12.6 सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित कोल पावर स्टेशनों से क्षमता अभिवृद्धि के कारण CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन पर प्रभाव**

तेजी से विस्तारित हो रही थर्मल उत्पादन क्षमता के साथ विद्युत उत्पादन की दक्षता बढ़ाने, कोयला की खपत को कम करने और ग्रीन हाउस गैसों (जीएचजी) के उत्सर्जन को कम करने के लिए बड़े आकार वाली सुपरक्रिटिकल यूनिटों की स्थापना को प्रोत्साहित किया जा रहा है। सुपर-क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों में सब-क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित पावर प्लांटों की तुलना में लगभग 2% अधिक दक्षता होती है। हाल ही के समय में सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों को स्थापित करते हुए देश आगे बढ़ रहा है। 31 मार्च, 2017 की स्थिति के अनुसार सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित 60 यूनिटें पहले ही चालू हो चुकी हैं।

31 मार्च, 2017 तक देश में सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों की स्थापना करके CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन की मात्रा में कमी का अनुमान लगाने के लिए एक विश्लेषण किया गया है। यह दर्शाता है कि सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों को चालू करने के कारण लगभग 20.69 मिलियन टन CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन से बचा जा रहा है, यह मानते हुए कि सामान्य परिदृश्य के रूप में व्यवसाय में अभी तक सब-क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों की ही स्थापना हो रही थी।

विश्लेषण का विवरण तालिका 12.8 में दिया गया है।

**तालिका 12.8****CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन पर सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों का प्रभाव**

क	31.3.2017 की स्थिति के अनुसार सुपरक्रिटिकल यूनिटों से जोड़ी गई कुल उत्पादन क्षमता	<b>41,310 मेगावाट</b>
ख	वर्ष 2016-17 में सुपरक्रिटिकल यूनिटों से कुल वास्तविक सकल उत्पादन मिलियन यूनिटों में	<b>559,314.6 मेगा यूनिट</b>
ग	सामान्य रूप से व्यापार : 500 मेगावाट की सब-क्रिटिकल : अनुमानित CO <sub>2</sub> उत्सर्जन (किलो CO <sub>2</sub> / किलोवाट घंटा सकल) [डिजाइन ऊष्मा दर पर आधारित]	<b>0.853</b>
घ	सुपर क्रिटिकल यूनिटें : अनुमानित CO <sub>2</sub> उत्सर्जन (किलो CO <sub>2</sub> / किलोवाट घंटा सकल) [डिजाइन ऊष्मा दर पर आधारित]	<b>0.816</b>
ड.	CO <sub>2</sub> उत्सर्जन में कमी {(ग-घ) / 1000 x बी मिलियन टन में}	<b>(0.037*/1000) x 559,314.6= 20.69 मिलियन टन</b>

**12.7 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से व्यापक क्षमता अभिवृद्धि के कारण CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन पर प्रभाव**

भारत सरकार ने वर्ष 2021-22 तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से बड़ी क्षमता अभिवृद्धि की घोषणा की है। वर्ष 2021-22 के अंत तक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता का लक्ष्य 1,75,000 मेगावाट निर्धारित किया गया है जिसमें सौर ऊर्जा से 1,00,000 मेगावाट की क्षमता और पवन ऊर्जा से 60,000 मेगावाट की क्षमता, लघु जल विद्युत और बायोमास आधारित पावर उत्पादन से 15,000 मेगावाट की क्षमता शामिल है।

वर्ष 2021-22 तक नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा दिए गए क्षमता अभिवृद्धि के अनुमानों के आधार पर यह अनुमान लगाया गया है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से लगभग 327 बीयू का विद्युत उत्पादन उपलब्ध होगा। भारतीय ग्रिड की 0.82 किलो CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएच की वर्तमान भारित औसत उत्सर्जन दर को मानते हुए अनुमान है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से वर्ष 2021-22 के अंत तक लगभग 268 मिलियन टन CO<sub>2</sub> से बचा जा सकेगा। हालांकि, CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन में शुद्ध कमी उतनी ही होगी क्योंकि थर्मल पावर स्टेशनों के स्थिर अवस्था में प्रचालन के दौरान लगातार साइक्लिंग और रैपिंग के कारण उत्सर्जन में वृद्धि होगी।

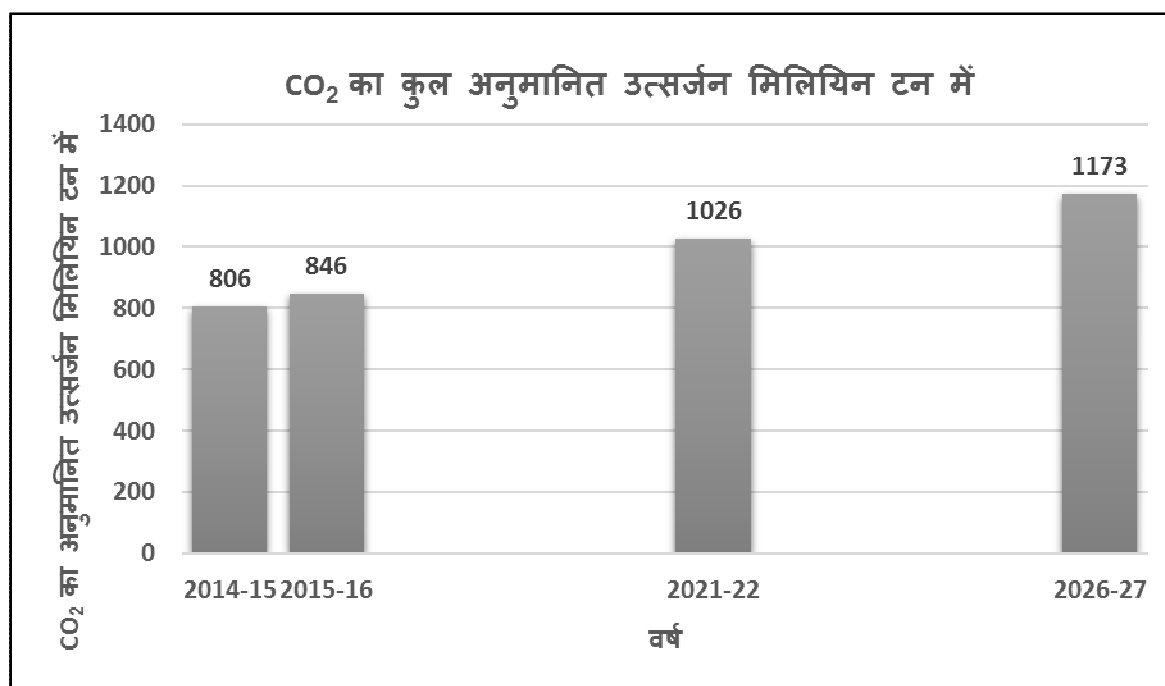
### 12.8 वर्ष 2021-22 और 2026-27 में कार्बन उत्सर्जन के पूर्वानुमान

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों सहित प्रत्येक ईंधन स्रोत से उत्पादन के आधार पर कार्बन पदचिह्न जैसे अनुमानित कार्बन उत्सर्जन और 2015-16 को आधार वर्ष के रूप में मानते हुए उत्सर्जन घटकों की गणना की गई है।

विभिन्न ईंधनों से कार्बन उत्सर्जन का अनुमान लगाने के लिए प्रारंभिक राष्ट्रीय संचार में भारतीय कोयला / लिग्नाइट के लिए दिए गए उत्सर्जन घटक ( $\text{gCO}_2/\text{Mj}$ ) और आयातित कोयला गैस / तेल / डीजल / नाफ्था के लिए जलवायु परिवर्तन पर अंतर सरकारी पैनल (आईपीसीसी 2006) द्वारा दिए गए अनुमानों के अनुसार कार्बन उत्सर्जन के आकलन के लिए विचार किया गया है। सीईए द्वारा वार्षिक रूप से प्रकाशित भारतीय विद्युत क्षेत्र उपयोगकर्ता गाइड के लिए  $\text{CO}_2$  बेसलाइन डाटाबेस में दी गई पद्धति का कार्बन उत्सर्जन के आकलन में अनुपालन किया गया है। इसके अलावा, यह भी माना गया है कि वर्ष 2021-22 में कोयले से 75% उत्पादन सब-क्रिटिकल यूनिटों से होगा और शेष उत्पादन सुपरक्रिटिकल यूनिटों से होगा। इसके अलावा, वर्ष 2026-27 में, यह माना गया है कि कोयले से 60% उत्पादन सब-क्रिटिकल यूनिटों से होगा और शेष सुपरक्रिटिकल यूनिटों से होगा।

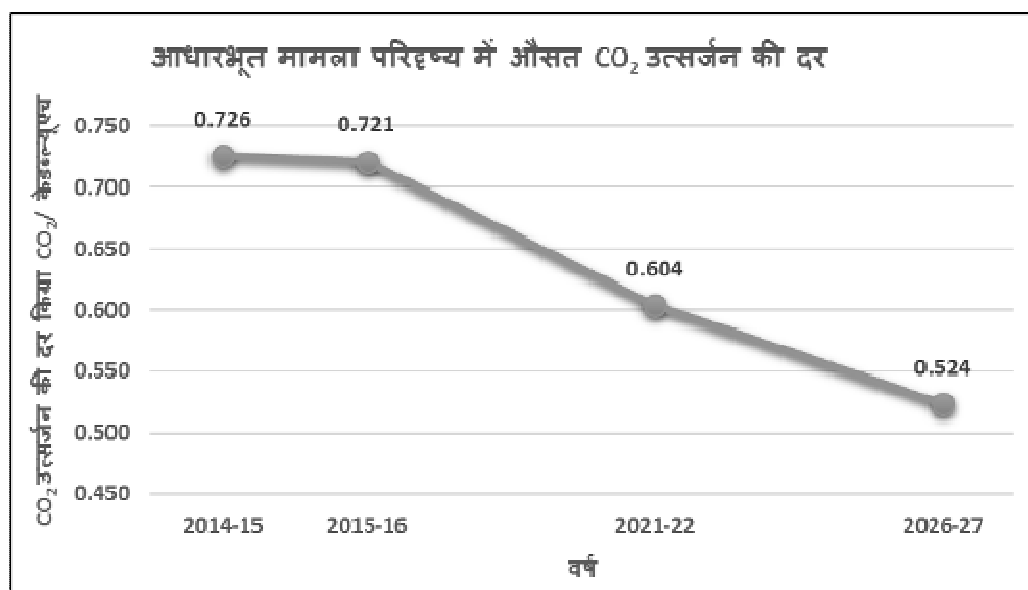
$\text{CO}_2$  का कुल अनुमानित उत्सर्जन वर्ष 2015-16 में 846 मिलियन टन से बढ़कर वर्ष 2021-22 में 1026 मिलियन टन और वर्ष 2026-27 में 1173 मिलियन टन तक हो जाएगा और यह **प्रदर्श 12.4** में दर्शाया गया है।

#### प्रदर्श 12.4



आधारभूत मामला परिदृश्य में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों सहित कुल उत्पादन से औसत उत्सर्जन घटक का अनुमान किलो  $\text{CO}_2$  / केडब्ल्यूएच के रूप में लगाया गया है और **प्रदर्श 12.5** में दर्शाया गया है।

## प्रदर्श 12.5



यह देखा जा सकता है कि औसत उत्सर्जन घटक वर्ष 2021-22 में घटकर 0.604 किलोग्राम CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएच और वर्ष 2026-27 के अंत तक घटकर 0.524 किलोग्राम CO<sub>2</sub> / केडब्ल्यूएच हो जाएगा।

### 12.9 कार्बन उत्सर्जन को घटाने के लिए भारत सरकार की पहल

CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन को कम करना अंतर्राष्ट्रीय स्तर पर एक महत्वपूर्ण कार्यसूची (एजेंडा) है। थर्मल पावर स्टेशनों की दक्षता में सुधार CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन को कम करने के वाले प्रभावी तरीकों में से एक है, जिसका लक्ष्य भारत सरकार द्वारा शुरू की गई विभिन्न योजनाओं जैसे ऊर्जा सक्षमता पर राष्ट्रीय मिशन के तहत परफॉर्म अचीव एंड ट्रेड योजना और कोयला आधारित उत्पादन के लिए सुपर क्रिटिकल / अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी को अपनाकर हासिल किया जा रहा है। इसके अलावा, पुराने और अक्षम यूनिटों के नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के माध्यम से दक्षता संबंधी सुधार उपाय भी किए जाते हैं और जिन यूनिटों में आर एंड एम संभव नहीं है, उन्हें बंद करने पर विचार किया जा रहा है। विद्युत क्षेत्र से CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन को कम करने के लिए ऊर्जा-मिश्रण में गैर-जीवाश्म ईंधन (नवीकरणीय, जलविद्युत आदि) आधारित उत्पादन के हिस्से को बढ़ाने के लिए जोर दिया जा रहा है।

### 12.10 जलवायु परिवर्तन पर देश का पक्ष - आईएनडीसी

कोपेनहेगन समझौते के तहत भारत ने वर्ष 2005 के स्तर की तुलना में 2020 तक 20 से 25 प्रतिशत तक अपनी CO<sub>2</sub> तीव्रता (जीडीपी के मुकाबले उत्सर्जन) को कम करने की शपथ ली थी। इसके अलावा अक्टूबर 2015 में भारत ने यूएनएफसीसीसी को अपना इच्छित राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित अंशदान (आईएनडीसी) प्रस्तुत किया था। महत्वपूर्ण तथ्य इस प्रकार हैं :

- वर्ष 2005 के स्तर से वर्ष 2030 तक अपनी जीडीपी की उत्सर्जन तीव्रता को 33% से 35% तक कम करना।

- प्रौद्योगिकी हस्तांतरण और ग्रीन क्लाइमेट फंड (जीसीएफ) सहित कम लागत वाली अंतर्राष्ट्रीय वित्त व्यवस्था की सहायता से वर्ष 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित ऊर्जा संसाधनों से लगभग 40 प्रतिशत संचयी विद्युत स्थापित क्षमता का लक्ष्य हासिल करना।
- वर्ष 2030 तक अतिरिक्त वन और वृक्षारोपण के जरिये 2.5 से 3 बिलियन टन CO<sub>2</sub> के बराबर अतिरिक्त कार्बन सिंक बनाना।

अध्ययन से पता चलता है कि वर्ष 2017-22 और 2022-27 के लिए क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम की प्रस्तावित ट्रेजेक्ट्री आईएनडीसी के तहत भारत की प्रतिबद्धता के अनुरूप है। एक विश्लेषण किया गया है और विवरण नीचे दर्शाए गए हैं।

### 12.10.1 स्थापित क्षमता

31 मार्च, 2017 की स्थिति के अनुसार देश की कुल स्थापित क्षमता में गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता (हाइड्रो + परमाणु + नवीकरणीय) की हिस्सेदारी लगभग 33% है। यह उम्मीद की जाती है कि वर्ष 2021-22 के अंत तक गैर-जीवाश्म आधारित क्षमता का हिस्सेदारी बढ़कर 49.3% हो जाएगी और वर्ष 2026-27 के अंत तक यह और बढ़कर 57.4% हो जाएगी। अपेक्षित स्थापित क्षमता और इसकी हिस्सेदारी के % शेयर का विवरण तालिका 12.9 में दर्शाया गया है।

तालिका 12.9

स्थापित क्षमता और गैर जीवाश्म ईंधन की हिस्सेदारी

वर्ष	स्थापित क्षमता (मेगावट)	जीवाश्म ईंधन की स्थापित क्षमता (मेगावट)	गैर जीवाश्म** ईंधन की स्थापित क्षमता (मेगावट)	स्थापित क्षमता में गैर जीवाश्म ईंधन का %
मार्च, 2016	3,26,833	2,18,330	1,08,503	33.20%
मार्च, 2022	4,79,419	2,43,038	2,36,381	49.31%
मार्च, 2027	6,19,066	2,63,885	3,55,181	57.37%

\*\* गैर जीवाश्म ईंधन - हाइड्रो, परमाणु और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत

**नोट 1.** वर्तमान में निर्माणाधीन और वर्ष 2017-22 में लाभ प्रदान करने की संभावना वाली 47,855 मेगावॉट कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2022-27 के दौरान एक आवश्यकता अतिरिक्त 46,420 मेगावाट कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2017-22 के दौरान 22,716 मेगावाट और वर्ष 2022-27 के दौरान बंद करने के लिए विचार की गई 25,572 मेगावाट कोयला आधारित क्षमता शामिल है।

**2.** वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान वास्तविक रूप से स्थापित होने वाली थर्मल क्षमता और बंद किए जाने की सीमा के अनुरूप वास्तविक % बदल सकता है।

### 12.10.2 विद्युत क्षेत्र से उत्सर्जन की तीव्रता

वर्ष 2005 में देश के ग्रिड से जुड़े विद्युत स्टेशनों से CO<sub>2</sub> का कुल अनुमानित उत्सर्जन 462 मिलियन टन था। विद्युत क्षेत्र से CO<sub>2</sub> उत्सर्जन वर्ष 2021-22 के अंत तक 1026 मिलियन टन और वर्ष 2026-27 के अंत तक बढ़कर 1173 मिलियन टन तक होने का अनुमान है।

**तालिका 12.10** में ग्रिड से जुड़े विद्युत स्टेशनों से वर्ष 2005 में उत्सर्जन की तीव्रता (किलो CO<sub>2</sub> / • जीडीपी) और वर्ष 2021-22 और 2026-27 में अपेक्षित उत्सर्जन तीव्रता (किलो CO<sub>2</sub> / • जीडीपी) दर्शाई गई है। यह देखा जा सकता है कि उत्सर्जन की तीव्रता वर्ष 2005 के स्तर से वर्ष 2021-22 के अंत तक 40.51% और वर्ष 2026-27 के अंत तक 53.65% कम हो सकती है।

**तालिका 12.10****विद्युत क्षेत्र से CO<sub>2</sub> उत्सर्जन की तीव्रता**

	वर्ष		
	2005	2022	2027
उत्सर्जन तीव्रता किग्रा. / • जीडीपी	0.015548	0.009249	0.007207
उत्सर्जन तीव्रता आधार में कमी का % 2005		40.51	53.65

**12.11 निष्कर्ष**

- भारत सरकार ने थर्मल पावर स्टेशनों से पर्यावरणीय उत्सर्जन को कम करने के लिए कई तरह के उपाय किए हैं। इसमें विद्युत उत्पादन की दक्षता में सुधार, कठोर वातावरणीय मानदंडों की अधिसूचना और पुराने और अक्षम प्लांटों को बंद करना, परफॉर्म अचीव एंड ट्रेड योजना आदि शामिल हैं।
- देश में कोयला आधारित स्टेशनों से औसत CO<sub>2</sub> उत्सर्जन की दर घटने के रुझान सामने आए हैं, जो कोयला आधारित पावर प्लांटों से विद्युत उत्पादन की दक्षता में सुधार का संकेत देते हैं।
- सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित यूनिटों के चालू होने के कारण लगभग 20.69 मिलियन टन CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन को बचाया गया है।
- यह अनुमान लगाया गया है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के कारण वर्ष 2021-22 के अंत तक लगभग 268 मिलियन टन CO<sub>2</sub> उत्सर्जन को वार्षिक रूप से बचाया जा सकेगा।
- वर्ष 2015-16 के दौरान, देश ने लगभग 60.97% के सदुपयोग के साथ 107.77 मिलियन टन फ्लाई ऐश के उपयोग का लक्ष्य हासिल किया है।

## अध्याय 13

## विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास कार्यकलाप

## 13.0 प्रस्तावना

भारत के विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास का प्रबंधन विद्युत मंत्रालय के अधीन तीन योजनाओं अर्थात् सीपीआरआई का इनहाउस अनुसंधान और विकास (आईएचआरडी), विद्युत पर अनुसंधान योजना (आरएसओपी) और राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य योजना (एनपीपी) के अंतर्गत अनुसंधान एवं विकास के जरिए किया जाता है। अनुसंधान एवं विकास विभिन्न मंत्रालयों जैसे नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई), विज्ञान एवं प्रौद्योगिकी विभाग (डीएसटी), सीएसआईआर की अनुसंधान एवं विकास प्रयोगशालाओं, शैक्षिक जगत (आईआईटी, एनआईटी और इंजीनियरिंग महाविद्यालयों) और बीएचईएल, एनटीपीसी, एनएचपीसी, एसजेवीएनएल, पावरग्रिड जैसे सीपीएसयू के द्वारा भी किया जाता है। यह कार्य निजी क्षेत्र की कंपनियों, वैश्विक अनुसंधान एवं विकास केंद्रों आदि के द्वारा भी उल्लेखनीय ढंग से किया जा रहा है। कई प्रौद्योगिकीय पहलू जिन्हें देश में अपनाए जाने का प्रस्ताव है, वे भारतीय विद्युत क्षेत्र के परिप्रेक्ष्य में नए हैं। इसमें सुपर कंडक्टिंग जेनरेटरों की बड़ी क्षमताएं, हाई टेंपरेचर सुपर कंडक्टिंग (एचटीएस) पावर ऐपरेटस, अल्ट्रा / एक्स्ट्रा हाई वोल्टेज ट्रांसमिशन लाइनों और इनसे जुड़े उपस्कर, गैस इंसुलेटेड सबस्टेशन (जीआईएस) के साथ-साथ वितरण प्रणालियों में स्मार्ट मीटरिंग शामिल हैं।

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान सीपीएसयू, सीपीआरआई और एमएनआरई द्वारा विकसित अवसंरचना और अनुसंधान एवं विकास कार्यकलापों की समीक्षा की गई और ऐसी परियोजनाएं, जो महत्वपूर्ण हैं, परंतु 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जिन्हें शुरू नहीं किया जा सका, उन पर वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान विचार करने का प्रस्ताव है। पिछले दशक के दौरान निम्नलिखित नए विकास कार्य किए गए हैं :

- 660 मेगावाट और 800 मेगावाट क्षमता वाली बड़ी यूनिटों के जरिए/ थर्मल उत्पादन के लिए सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकियों को अपनाना।
- अल्ट्रा हाई वोल्टेज ट्रांसमिशन के लिए 800 केवी डीसी, 1200 केवी डीसी की प्रौद्योगिकी को अपनाया गया। 1200 केवी एसी की कुछ पारेषण लाइनों की स्थापना के लिए प्रक्रिया चल रही है।
- ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर तुलनात्मक रूप से अधिक जोर दिया गया है और भारत सरकार ने वर्ष 2022 तक 175 गीगावाट उत्पादन क्षमता का लक्ष्य निर्धारित किया है, जिसमें सौर ऊर्जा से 100 गीगावाट, पवन ऊर्जा से 60 गीगावाट और लघु जल विद्युत एवं ऊर्जा के अन्य नवीकरणीय स्रोतों से 15 गीगावाट क्षमता अभिवृद्धि का लक्ष्य शामिल है। इन विकास कार्यों के फलस्वरूप विद्युत क्षेत्र में नई चुनौतियों और समस्याओं में वृद्धि हुई है। इनमें निम्नलिखित शामिल हैं:
- नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्रोतों का ग्रिड के साथ एकीकरण।
- नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन का मौजूदा और नए कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों पर प्रभाव।
- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पन्न विद्युत के निष्कर्षण के लिए पारेषण कोरिडोर।
- दूरस्थ एकांत क्षेत्रों के लिए माइक्रो ग्रिड जैसे विद्युत समाधान।
- प्रचालन की दक्षता के साथ-साथ उपभोक्ताओं से जुड़े मुद्दों और समस्याओं से निपटने के लिए विशेष रूप से माइक्रो ग्रिड और स्मार्ट ग्रिड को अपनाना भारतीय विद्युत क्षेत्र के आगामी विकास के लिए नितांत महत्वपूर्ण और जरूरी है। बड़ी उत्पादन क्षमता वाली यूनिटों और हाई वोल्टेज ट्रांसमिशन लाइनों को अपनाने से उच्च क्षमता वाले ट्रांसफॉर्मरों की अत्याधुनिक (स्टेट ऑफ द आर्ट) प्रौद्योगिकी को अपनाने के साथ-साथ ग्रिड संरक्षा, सुरक्षा और ऊर्जा का संरक्षण अनिवार्य हो गया है।

## 13.1 वर्ष 2017-22 और उसके बाद की अवधि में अनुसंधान एवं विकास संबंधी चुनौतियां

यह एक ज्ञात तथ्य है कि प्रौद्योगिकी, किफायती मूल्य पर ऊर्जा की आपूर्ति बढ़ाने में और दक्षता पूर्वक, स्थायित्व और विश्वसनीयता से प्रदायगी के वितरण में सहायक हो सकती है। विद्युत की बेहतर उपलब्धता के साथ ऊर्जा आपूर्ति की विश्वसनीयता भी होनी चाहिए। परंतु वास्तविक चुनौती आगामी विकास के लिए अनुसंधान एवं विकास हेतु अनुकूल वातावरण निर्मित करने में निहित है। अब तक देश प्रौद्योगिकी नियोजन के क्षेत्र में अग्रणी रहा है, न कि प्रौद्योगिकी के विकास में। इसलिए प्रौद्योगिकी के विकास के लिए एक सक्रिय नीतिगत पहल शुरू की जानी चाहिए।

एनटीपीसी, एनएचपीसी और पावरग्रिड जैसे प्रमुख सीपीएसयू के इनहाउस अनुसंधान एवं विकास स्तंभ का उद्देश्य प्राथमिक रूप से परियोजना द्वारा अनुप्रयुक्त अनुसंधान से नई प्रौद्योगिकियों को लागू करना और उन्हें अपनाना रहा है। बीएचईएल, एबीवी, जीई आदि जैसे प्रमुख विनिर्माताओं के पास उनकी अपनी अनुसंधान एवं विकास सुविधाएं हैं, जो उत्पाद विकास पर ध्यान केंद्रित करते हैं। केंद्रीय विद्युत अनुसंधान संस्थान (सीपीआरआई) को इनहाउस अनुसंधान के लिए विद्युत मंत्रालय से पूंजीगत सहायता प्रदान किए जाने के साथ-साथ विद्युत मंत्रालय की अनुसंधान योजनाओं का समन्वय और प्रबंधन करने के लिए भी निधि उपलब्ध कराई जाती है। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) को विद्युत के उत्पादन, पारेषण, वितरण और व्यापार को प्रभावित करने वाले मामलों में अनुसंधान को बढ़ावा देना चाहिए। सरकार की नीति ऐसी अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं को बढ़ावा देने से जुड़ी है, जो प्रौद्योगिकी के क्षेत्र में राष्ट्र को आत्मनिर्भर बनाने में सहायक होंगी।

अन्वेषणों और प्रौद्योगिकी विकास को समर्थ बनाने के लिए दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (डीडीयूजीजेवाई) सहित विभिन्न योजनाओं के अंतर्गत भी निधि निर्धारित की जाती है।

विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास और इसके परिणामस्वरूप हुए परिवर्तन से एक सुदृढ़ उत्पादन आधार, एक विश्वसनीय ग्रिड और एक आधुनिक वितरण प्रणाली का विकास संभव हुआ है। सीपीआरआई, सीएसआईआर, डीआरडीओ, बीएआरसी जैसी विभिन्न विज्ञान और प्रौद्योगिकी प्रयोगशालाओं की भागीदारी और सरकारी निकायों जैसे डीएसटी, डीएसआईआर और एमएनआरई के सहयोग से भारत में प्रौद्योगिकी को बढ़ावा देने के लिए निरंतर और स्थायी प्रयास आवश्यक हैं।

वर्तमान परिदृश्य में, अनुसंधान एवं विकास पहलों को निम्नलिखित पांच अलग-अलग अभिसामयिक क्षेत्रों में श्रेणीकृत करने का प्रस्ताव है अर्थात् उत्पादन, पारेषण, वितरण, पर्यावरण और माइक्रोग्रिड सहित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत।

अनुसंधान एवं विकास एक निरंतर जारी रहने वाली गतिविधि है। दीर्घकालिक परिदृश्य में तकनीकी - आर्थिक, सांविधिक अनुपालनों और पर्यावरण संबंधी गतिविधियों को ध्यान में रखते हुए कई प्रौद्योगिकियों का एकीकरण कर पाना भी किसी विशेष प्रौद्योगिकी के विकास में अहम भूमिका अदा करता है। कंपनियों प्रतिस्पर्धी और नियामक/विनियमित वातावरण में काम करती हैं और प्रौद्योगिकी को अपनाना इस तरह की बातों पर भी निर्भर करता है।

### 13.2 उत्पादन क्षेत्र की अनुसंधान एवं विकास पहलें

उत्पादन में कमी को घटाना और अंततः इसे दूर करना उपभोक्ताओं को विश्वसनीय और लागत प्रभावी विद्युत प्रदान करना और इस लक्ष्य को पर्यावरण पर न्यूनतम प्रभाव के साथ स्थायी ढंग से हासिल करना ऊर्जा और विद्युत क्षेत्र की बड़ी चुनौती है।

उत्पादन क्षेत्र अभी बड़े परिवर्तन अर्थात् कायाकल्प के दौर से गुजर रहा है- जो भारत में पहले कभी नहीं देखा गया है। इसके अलावा नवीकरणीय ऊर्जा प्लांटों को 'अनिवार्य रूप से प्रचालित' प्लांटों के रूप में वर्गीकृत किया गया है। इसके साथ ही ज्यादातर जीवाश्म ईंधन से चलने वाले प्लांटों को स्थायी अवधि के लिए आंशिक भार पर प्रचालित करने के लिए बल दिया गया है। हम धीरे-धीरे कोयले की कमी वाले दौर से गुजरते हुए कोयला आयात व्यवस्था वाले दौर में आ गए हैं और अब हमारे पास अधिशेष मात्रा में कोयला उपलब्ध है। ये सब प्रयास इस बात का संकेत देते हैं कि अब हम एक ऐसे नए युग में हैं

जहां भारत को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के साथ-साथ अभिसामयिक प्लांटों से स्थायी ढंग से अधिकतम लाभ प्राप्त करने के लिए प्रौद्योगिकियों और रणनीतियों का विकास करना होगा।

यद्यपि सौर, पवन और अन्य नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का अभी हाल ही में तुलनात्मक रूप से अधिक प्रचार प्रसार हुआ है और लोकप्रियता मिली है; फिर भी अभिसामयिक उत्पादन की भूमिका लगातार महत्वपूर्ण बनी हुई है। सौर और पवन विद्युत ऊर्जा के वितरित स्रोत हैं, जिनका निर्माण बहुत उच्च क्षमता स्तर पर नहीं किया जा सकता है और न ही केंद्रीय रूप से उन्हें नियंत्रित किया जा सकता है। इसके अलावा वे हवा के स्तर और सौर प्रकाश की उपलब्धता जैसी मौसम संबंधी स्थितियों पर आश्रित होते हैं और इसलिए हो सकता है कि वे कुछ अवधि के लिए उपलब्ध न हों और इस अवधि के दौरान निर्भरता विशेष रूप से अभिसामयिक ऊर्जा उत्पादन स्रोतों पर ही होगी। इसलिए उत्पादन प्रणाली में सुधार की अपार संभावनाएं हैं, जिनमें बेहतर प्लांट डिजाइन, दक्षता बढ़ाना, ईंधन की गुणवत्ता में सुधार और अवशिष्ट ऊष्मा की रिकवरी के लिए प्रणाली जैसे पहलू शामिल हैं। प्रस्तावित आदिरूपों और कार्यान्वयन हेतु प्रायोगिक प्लांट प्रदर्शन के साथ ऐसी प्रौद्योगिकियां, जिन पर विचार किया जाना आवश्यक है, निम्नानुसार हैं:

### 13.2.1 थर्मल उत्पादन

थर्मल उत्पादन के क्षेत्र में सहयोगात्मक अनुसंधान एवं विकास के लिए कुछ महत्वपूर्ण अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों का पहचान किया गया है।

#### 13.2.1.1 अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल (यूएससी) और उन्नत-यूएससी प्लांट

अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल प्लांट उच्चतर तापक्रम और दाब (अनुमानतः 600°C और 32 एमपीए) पर प्रचालित होते हैं, परिणामस्वरूप इनकी दक्षता अपेक्षाकृत अधिक होती है। इन प्लांटों के लिए प्रति किलोवाट घंटा विद्युत उत्पादन हेतु कोयला का कम इस्तेमाल अपेक्षित होता है और कार्बन डाई ऑक्साइड (CO<sub>2</sub>) का उत्सर्जन भी तुलनात्मक रूप से कम होता है। ऐसे कुछ प्लांट यूरोप और जापान में बनाए गए हैं। इन प्लांटों की दक्षता 44% तक अधिक होती है। तथापि, प्रमुख प्रचालन मानदंड सामग्री पर कठोर आवश्यकताओं को अधिरोपित करते हैं।

इस तथ्य को ध्यान में रखते हुए कि कोयला भारत के विद्युत उद्योग का मुख्य घटक बना रहेगा और वैश्विक दबाव की अनिवार्यता के चलते, भारत को अपने साथ-साथ वैश्विक स्तर पर जलवायु परिवर्तन की चिंताओं के कारण कार्बन उत्सर्जन घटाने के लिए गंभीरता से इस दिशा में ध्यान केंद्रित करना चाहिए। पावर प्लांटों के लिए उन्नत अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल (उन्नत-यूएससी) प्रौद्योगिकी के विकास को भारत सरकार के प्रधान वैज्ञानिक सलाहकार के मार्गदर्शन में राष्ट्रीय मिशन के भाग के रूप में 4 उप मिशनों में से एक मिशन के रूप में शुरू किया गया है। इस पहल के अंतर्गत इंदिरा गांधी परमाणु अनुसंधान केंद्र (आईजीसीएआर), एनटीपीसी, बीएचईएल और सीपीआरआई को शामिल करते हुए एक सहयोगात्मक परियोजना के रूप में मिशन मोड में एक 800 मेगावाट क्षमता वाले उन्नत यूएससी पावर प्लांट के विकास और स्थापना का प्रस्ताव है। सामग्री के क्षरण संबंधी मुद्दों और स्थिति मूल्यांकन कार्यक्रमों की भी जांच की जाएगी।

वाष्प मानदंडों को 600°C के स्तर से 700°C तक बढ़ाने और दक्षता स्तर को 40% से अधिक बढ़ाने के लिए अनुसंधान किए जाने की आवश्यकता है। भारत सरकार द्वारा बीएचईएल, नाभिकीय विद्युत उत्पादन निगम और देश के कुछ विशेषज्ञों की भागीदारी से उच्च तापक्रम की समस्या से निपटने के लिए उपयुक्त सामग्री के विकास के लिए इस क्षेत्र में पहले से ही अनुसंधान एवं विकास का समन्वय किया जा रहा है।

#### 13.2.1.2 आईजीसीसी प्रौद्योगिकी

इंटीग्रेटेड गैसीफिकेशन कंबाईंड साइकल (आईजीसीसी) में एक कोल गैसीफायर, एक गैस क्लिन अप प्रणाली और गैस टर्बाइन को एक संयुक्त चक्र मोड में एकीकृत किया जाता है, जहां कोयले को या तो ऑक्सीजन अथवा वायु के साथ गैसीफाई किया जाता है। इसके परिणामस्वरूप संश्लेषित गैस (अथवा सिनगैस), जिसमें प्राथमिक रूप से हाइड्रोजन और कार्बन मोनोऑक्साइड का शीतलन किया जाता है, को एक गैस टर्बाइन में साफ किया जाता है और जलाया जाता है। इस प्रौद्योगिकी ने चूर्णीकृत कोयला दहन प्रौद्योगिकियों के संदर्भ में उच्चतर दक्षता और निम्न उत्सर्जन स्तर के साथ विद्युत उत्पादन क्षमता प्रदर्शित की है, यह प्रदर्शन यूएसए, नीदरलैंड और स्पेन जैसे देशों में किया गया है।

आईजीसीसी का अन्य महत्वपूर्ण पहलू, जहां प्रौद्योगिकी उन्नति लगातार की गई है, विशेष रूप से उच्चतर तापक्रम पर सिनगैस की सफाई है। इससे सिनगैस का  $\sim 90^{\circ}\text{C}$  तक शीतलन करने और फिर से इसका गैस टर्बाइन के लिए अपेक्षित तापक्रम पर उष्मन करने के लिए, दक्षता शास्ति भी समाप्त हो जाती है। इन प्रदर्शन प्लांटों में पर्याप्त मात्रा में स्लिप स्ट्रीम सुविधाएं होनी चाहिए, जहां आने वाली गरम गैस साफ करने वाली प्रौद्योगिकियों का परीक्षण वास्तविक प्रचालन स्थिति में किया जा सकता है।

इसके अलावा, आईजीसीसी प्रौद्योगिकी विद्युत उत्पादन के साथ-साथ तरल ईंधन उत्पादन, हाइड्रोजन उत्पादन, दहन से पहले  $\text{CO}_2$  एकत्रित करना और ईंधन सेल का एकीकरण जैसे नए उत्पाद क्षेत्रों का भी मार्ग प्रशस्त करती है, जो उच्चतर दक्षता वाले शून्य उत्सर्जन कोयला प्रौद्योगिकियों के भावी विकल्प उपलब्ध करा सकते हैं। एनटीपीसी, बीएसईएल और राज्य क्षेत्र की अग्रणी उत्पादन कंपनियों की सक्रिय भागीदारी से ऐसे अनुसंधान के लिए लगातार निधि उपलब्ध कराए जाने की आवश्यकता है।

### 13.2.1.3 विद्युत प्लांट की दक्षता बढ़ाने के लिए अवशिष्ट ऊष्मा रिकवरी प्रणालियां

रैंकाइन पावर साइकल पर प्रचालनरत थर्मल पावर प्लांट सामान्यतया 35–40% की रेंज में विद्युत उत्पादन दक्षता का लक्ष्य हासिल करते हैं, जो विभिन्न स्थल स्थितियों, टर्बाइन इनलेट स्टीम स्थितियों और उपस्कर की डिजाइन आदि पर निर्भर करती है। बकाया ऊष्मा इनपुट की हानि अनिवार्यतः कंडेंसर हानि (लगभग 48–50%) के रूप में और बायलर एक्जॉस्ट गैस हानियों (लगभग 6–7%) के रूप में हो जाती है। इसके अलावा अन्य सामान्य हानियां जैसे विकिरण हानि, न जली हुई कार्बन हानि आदि भी होती हैं। 500 मेगावाट क्षमता वाली किसी यूनिट में ईंधन गैस तापक्रम घट जाने अर्थात्  $140^{\circ}\text{C}$  से  $110^{\circ}\text{C}$  हो जाने पर लगभग 25 मेगावाट थर्मल ऊष्मा उपलब्ध होगी। निम्न तापक्रम वाली ऊष्मा रिकवरी प्रणाली में बड़ी चुनौती तुलनात्मक रूप से बड़े ऊष्मा अंतरण क्षेत्र की आवश्यकता होना और इस प्रकार अतिरिक्त दाब भी घट जाना है, जो प्रणाली की लागत को बढ़ा देता है। अपशिष्ट ऊष्मा रिकवरी प्रणाली का इस्तेमाल, यद्यपि विभिन्न लागत लाभ के लिए आवश्यक होता है, परंतु यह पर्यावरण संरक्षण दृष्टि से उतना ही महत्वपूर्ण है, क्योंकि उपयोगी ऊष्मा की इतनी ही मात्रा के लिए तुलनात्मक रूप से कम मात्रा में जीवाश्म ईंधन को जलाना पड़ेगा।

प्रौद्योगिकियों के विकास के लिए प्रयास किए जा रहे हैं, जहां अपशिष्ट ऊष्मा की लाभकारी ढंग से रिकवरी की जा सके और उसे निम्नलिखित प्रयोजनों के लिए इस्तेमाल किया जा सके : (i) Li-Br, अमोनिया अवशोषण प्रणाली पर आधारित वाष्प अवशोषण / अवशोषण मशीनों के इस्तेमाल से रेफ्रिजरेशन/ एयर कंडीशनिंग (ii) सांद्र प्री-हीटिंग और फ्यूल ऑयल हीटिंग का इस्तेमाल कर प्लांट चक्र की दक्षता में सुधार (iii) एक्वा-अमोनिया चक्र अथवा कार्बनिक रैंकाइन चक्र का इस्तेमाल कर मुख्य प्लांट टर्बाइन-जेनरेटर (टीजी) सेट से स्वतंत्र विद्युत उत्पादन (iv) समुद्री जल का फ्लू गैस डिसेलिनेशन (v) फ्लू गैस कूलिंग टावर ब्लो डाउन रिकवरी।

### 13.2.1.4 वृहत मात्रा में ऐश का सदुपयोग :

कोयला आधारित थर्मल पावर प्लांट भारत में विद्युत उत्पादन का प्रमुख स्रोत रहे हैं जहां कुल विद्युत का लगभग 61% भाग कोयला आधारित थर्मल पावर प्लांटों से प्राप्त किया जाता है (स्थापित क्षमता के आधार पर)। फ्लाई ऐश, कोयला आधारित थर्मल पावर प्लांट में चूर्णीकृत कोयले के दहन से उत्पन्न होने वाली एक सह-उत्पाद सामग्री है। भारतीय कोयले में ऐश की मात्रा 30% से 50% की रेंज में पाई जाती है। अब तक फ्लाई ऐश के कई उपयोगों का विकास किया जा चुका है जैसे कि कांक्रीट में सीमेंट के विकल्प, जमीन की भराई, खानों की भराई, कृषि, आदि। व्यावहारिक रूप से फ्लाई ऐश में ऑर्गेनिक कार्बन और नाइट्रोजन को छोड़कर, मृदा में उपस्थित सभी तत्व मौजूद होते हैं। इस प्रकार, इसमें कृषि में बहु-आयामी लाभों के साथ अपार संभावना वाली सामग्री निहित है। सड़कों, ईंटों आदि के निर्माण जैसे अन्य क्षेत्रों में इसके बल्क सदुपयोग का प्रौद्योगिकी विकास करने के लिए अनुसंधान किए जाने की आवश्यकता है।

### 13.2.1.5 थर्मल प्लांट संघटकों की उच्चतर जीवनकाल पूर्वानुमान के लिए उन्नत सतहीय इंजीनियरिंग प्रौद्योगिकियां

क्षरण के साथ-साथ ह्रास सहित पावर प्लांटों के महत्वपूर्ण अनुप्रयोगों में सतहीय इंजीनियरिंग प्रौद्योगिकियां अनिवार्य होती जा रही हैं। इस प्रकार सामग्री की क्षतिरोधक क्षमता के संदर्भ में, तत्काल प्रौद्योगिकी आवश्यकताएं, जिनको पूरा करना जरूरी है, निम्नानुसार हैं :

- (i) थर्मल संघटकों (बर्नर, लाइनर और शील्ड) का उच्च तापक्रम के कारण टूट-फूट और क्षरण प्रतिरोध
- (ii) हाइड्रो कलपुर्जों का सिल्ट क्षरण प्रतिरोध।
- (iii) हाइड्रो टर्बाइनों में कैविटेशन की समस्या।

अन्य महत्वपूर्ण आवश्यक अन्वेषणों में निम्नलिखित शामिल हैं:

- उन्नत निष्पादन के लिए अंतिम चरण पर स्टीम टर्बाइन ब्लेडों का डिजाइन और विकास तथा बॉयलर के भीतर फ्लू गैस प्रवाह का संतुलन
- ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा के बढ़े हुए दबाव के कारण पावर प्लांट संघटकों पर साइक्लिक लोडिंग के प्रभाव की पहचान
- कम भार स्थितियों में प्लांट के बेहतर निष्पादन के लिए पद्धतियां तैयार करना
- आयातित और भारतीय कोयले को अधिकतम मात्रा में मिलाकर निम्नतर ईसीआर पर अधिकतम उत्पादन करने हेतु प्रचालक की सहायता के लिए कोयला निर्देशिका तैयार करना और सॉफ्टवेयर टूलों का विकास करना।
- ड्रॉप चूब रिएक्टरों का उपयोग कर कोयला का गुणधर्म निर्धारण और दहन की विशेषताओं का अध्ययन।
- बॉयलर दहन संगणना तरल गतिशीलता (सीएफडी), सब और सुपर क्रिटिकल बॉयलरों की सीएफडी मॉडलिंग।
- वाष्पीकरण की हानियों को घटाने के लिए जल में उच्च तापीय कोफिसिएंट ल्यूब्रिकेंट, एडिटीव में अनुप्रयोग के लिए सूक्ष्म कणों का विकास।
- मॉडलिंग और सिमुलेशन अध्ययनों के माध्यम से जेनरेटरों की ऑटोमैटिक वोल्टेज रेगुलेटर (एवीआर)- पावर सिस्टम स्टेबलाइजर (पीएसएस) की ट्यूनिंग।
- पावर सिस्टम स्थिरता की निगरानी और उसे बेहतर बनाने के लिए सिंक्रो फेजर का अनुप्रयोग।
- प्लांट संघटकों के स्थिति मूल्यांकन, जैसे कि अल्ट्रासोनिक फेज्ड ऐर्रे द्वारा लो प्रेशर (एलपी) टर्बाइन ब्लेडों का स्वस्थाने निरीक्षण, के लिए उन्नत नॉन डिस्ट्रक्टिव टेस्टिंग (एनडीटी) / नॉन डिस्ट्रक्टिव एक्जामिनेशन (एनडीई) आधारित नैदानिक और निरीक्षण टूल।
- दक्षता के निर्धारण के लिए कंप्यूटर ऐडेड डिजाइन (सीएडी) मॉडलिंग और सीएफडी आधारित विश्लेषण के माध्यम से कम दाब वाले स्टीम टर्बाइन की अंतिम चरण पर ब्लेडों का डिजाइन और विकास।
- प्लांट के निष्पादन और असंतुलन की स्थितियों को सिमुलेट कर तथा एक समान प्रवाह स्थितियों का लक्ष्य प्राप्त करने के लिए नियंत्रण उपायों के साथ यूटिलिटी बॉयलर (250/500 मेगावाट) की मॉडलिंग।
- नई टर्बाइन ब्लेडों के आदिरूप का विकास।
- नई ब्लेडों का निष्पादन मूल्यांकन।

- बेहतर कोयला भंडारण सुविधा की स्थापना।
- कोयला दहन / मिश्रित कोयला दहन मूल्यांकन अध्ययनों के लिए उन्नत सुविधाओं की स्थापना।
- यूटिलिटी बॉयलरों में दहन की इष्टतम स्थिति को बनाए रखने के लिए कोयला प्रवाह, फिटनेस, ऊष्मन मूल्य और संतुलन का ऑनलाइन मापन करने के लिए प्रौद्योगिकियों का इस्तेमाल।
- इंटीग्रेटेड गैसीफिकेशन कंबाईंड साइकल (आईजीसीसी) के लिए गर्म गैस क्लिन-अप प्रणालियों का विकास।
- उन्नत ऊर्जा दक्षता के लिए बॉयलर और टर्बाइन वाष्प चक्रों और प्लांट के बकाया उपकरणों का अनुकूलन।

उत्पादन स्टेशनों द्वारा आवश्यक वैज्ञानिक सहायता के क्षेत्र निम्नानुसार हैं :

- बॉयलरों के लिए जमा पदार्थों, घोलकों के चयन और प्रचालन पश्चात रासायनिक क्लिनिंग संबंधी सिफारिशें और उनका मात्रात्मक एवं गुणात्मक विश्लेषण।
- ट्यूब पैनेल की लिफ्टिंग के बिना लो टेम्परेचर सुपर हीटर (एलटीएसएच) ट्यूबों का रोबोटिक निरीक्षण।
- बॉयलर , टर्बाइन के अनुषंगी उपकरणों, जीटी आदि में सामग्री के मिश्रण की पहचान हेतु अयस्क का विश्लेषण।
- त्वरित क्रीप परीक्षण के माध्यम से पुराने बॉयलरों की सुपर हीटर/री-हीटर ट्यूबों की स्थिति का मूल्यांकन।
- दाब भाग वाले संघटकों आदि की धातुई विफलता का विश्लेषण।
- घूर्णन के साथ काम करने वाले संघटकों की टूट-फूट का विश्लेषण- ल्यूब्रिकेटिंग ऑयल का विश्लेषण।
- एटॉमिक एब्जॉर्प्शन स्पेक्ट्रोस्कोपी (एएस), एक्स-रे डिफ्रैक्शन (एक्सआरडी), आयन क्रोमैटोग्राफ (आईसी), टोटल ऑर्गेनिक कार्बन (टीओसी), एनर्जी डिस्पर्सिव एक्सरे एनालिसिस (ईडीएएक्स) एनालाईजर आदि जैसे उपकरणों का इस्तेमाल कर बॉयलर कंडेसर में जमा होने वाले पदार्थों, एफ्लूएंट, ऐश, शीतलन जल, कोयला आदि का विश्लेषण।
- स्टेशनों की क्षमता और स्थैतिज ऊर्जा के लिए आयन एक्सचेंज रेजिन और सक्रिय कार्बन की निगरानी।
- घूर्णन करने वाली मशीनों की कंपन संबंधी समस्याओं का पता लगाना।
- उन्नत नैनो- डिस्ट्रिक्टिव विश्लेषण टूल जैसे डार्ड पेनिट्रेशन (डीपी), अल्ट्रासोनिक परीक्षण, ऐंड्री करेंट टेस्टिंग, विडियो इमेजिंग, फेज्ड एर्रे टेस्टिंग, टाइम ऑफ फ्लाइट डिफ्रैक्शन (टीओएफडी) आदि का इस्तेमाल कर बॉयलर , स्टीम टर्बाइन, गैस टर्बाइन और जेनरेटर के संघटकों का एनडीई, स्वास्थ्य मूल्यांकन और जीवन विस्तार।
- डिजोल्ड गैस एनालिसिस (डीजीए), पोलराइजेशन एंड डिपोलराइजेशन करेंट (पीडीसी), रिकवरी वोल्टेज मेजरमेंट (आरवीएम) और परफ्यूरल कंटेंट और पॉलीमराइजेशन की डिग्री के माध्यम से उच्च वोल्टेज ट्रांसफॉर्मरों की स्थिति की निगरानी और जीवन काल का आकलन।
- टर्बाइन में जमा होने वाले पदार्थों, क्षरण उत्पादों, एफ्लूएंट में भारी धातुओं आदि के गुणधर्म निर्धारण हेतु विशेषज्ञ विश्लेषणात्मक सहायता।
- कोरोना और थर्मल स्कैनिंग के माध्यम से संभावित त्रुटियों का शीघ्र पता लगाकर स्विचयार्ड की स्थिति का आकलन करना।

### 13.2.2 हाइड्रो उत्पादन क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास

निम्नलिखित अनुसंधान एवं विकास क्षेत्रों की पहचान की गई है :

- वोर्टेक्स रोप मिटिगेशन
- नवीनीकरण, आधुनिकीकरण और उन्नयन (आरएमयू)
- सिल्ट इरोजन : "अत्यधिक सिल्ट के कारण पानी के अंदर क्षरण को रोकने और उनके जीवनकाल को बढ़ाने के लिए जलमग्न कल-पुर्जों पर हार्ड कोटिंग (HP\_HVOF-हाई वेलोसिटी ऑक्सीजन फ्यूल)" । इस संबंध में सुधार किए जाने की आवश्यकता है।
- ट्रांजिएंट ऑपरेशन
- टर्बाइन असेंबली

निम्नलिखित प्रमुख बिंदुओं की पहचान की जाती है, जिनका समाधान भावी अनुसंधान एवं विकास द्वारा किया जा सकता है :

- जब वॉर्टेक्स रोप ड्राफ्ट ट्यूब बॉल से टकराती है और कैविटेशन के कारण उसे क्षति पहुंचाती है, तो ऐसी स्थिति में ड्राफ्ट ट्यूब वॉर्टेक्स रोप ब्रेकडाउन, ढांचागत गतिशीलता के लिए प्रभावी तकनीक।
- ड्राफ्ट ट्यूब में सर्वश्रेष्ठ दक्षता बिंदु के पास दाब रिकवरी हानि के कारण।
- अभिसामयिक और स्पिलटर ब्लेड रनर के बीच गतिशील दाब वितरण और तुलना।
- रनर ब्लेड के जीवन चक्र का अनुमान लगाने के लिए दाब, तनाव और प्रत्यास्थता के बीच सह संबंध।
- फ्रांसिस टर्बाइन के गाइड वेन स्पेंडल पर गाइड वेन के तरल संरचना संपर्क, कंपन और परिमाण।
- फ्रांसिस टर्बाइन के आपातकालीन शट डाउन के बाद टर्बाइन के स्टार्ट अप के दौरान गाइड वेन के संचलन का अनुकूलन, और टर्बाइन रनर एक्सीलरेशन और डीसेलरेशन के दौरान वेन लेस स्पेस में उतार-चढ़ाव।
- फ्रांसिस टर्बाइन के नो-लोड रन/ रनवे, लोड रिजेक्शन और स्टार्ट अप के साथ-साथ शट डाउन के दौरान ट्रांजिएंट डाइनेमिक बर्ताव तथा रनर ब्लेड लोडिंग। फ्रांसिस टर्बाइन के एक रणनीतिक स्टार्ट अप और शट डाउन तकनीक का विकास किया जाए।
- कास्केड हाइड्रो पावर प्लांटों का एकीकृत प्रचालन।
- हाइड्रो संभावनाओं के दोहन के लिए अनुकूलन अध्ययन।
- नवीकरणीय योजनाओं के साथ हाइब्रिडाइजेशन के लिए भारतीय परिप्रेक्ष्य में पंप स्टोरेज योजनाओं के लाभों का अध्ययन।
- जल विद्युत की संभावना से जुड़े अध्ययनों और अन्य क्षेत्रों में ग्लोबल पोजीशनिंग सिस्टम (जीपीएस) और ज्योग्राफिक इंफॉर्मेशन सिस्टम (जीआईएस) का इस्तेमाल।
- जीआईएस / जीपीएस का इस्तेमाल
- कंप्यूटेशनल फ्लूइड डायनेमिक्स (सीएफडी) का इस्तेमाल कर सांख्यिकीय प्रवाह सिमुलेशन
- स्पिल्ट रनर / रनर के साईट फैब्रिकेशन के लिए प्रौद्योगिकी।
- बड़े आकार / वेट कास्टिंग के लिए सुविधाओं और फोर्जिंग सुविधाओं का विकास।
- कीचड़युक्त जल के लिए शाफ्ट सील का विकास
- दक्षता बढ़ाने के लिए जेनरेटरों का आधुनिकीकरण।
- पंप स्टोरेज योजनाओं के लिए चर गति चालक।
- टर्बाइन दक्षता और सिल्ट के ऑनलाइन मापन के लिए निगरानी प्रणाली
- क्षरण के लिए उत्तरदायी कैविटेशन की निगरानी
- पॉली टेफ्रा फ्लूरो एथिलीन (पीटीएफई) सामग्री का विकास।
- अम्लीय जल में क्षरण/घर्षण की समस्याओं से निपटने के लिए उपाय।
- आर्च डैम के लिए निर्माण की अवधि।
- रि इंफोर्सड सीमेंट कांक्रीट (आरसीसी) डैम – निर्माण तकनीक और निर्माण सामग्री।
  - सिल्ट फ्लशिंग गेट के सेवा काल में विस्तार हेतु उपाय।
  - स्टेबलाइजेशन प्रौद्योगिकी और सॉफ्ट रॉक टनलिंग के साथ बड़े आकार वाले केवर्न का खनन।
  - डैम फाउंडेशन और कट-ऑफ वॉल में खराब भूगर्भीय स्थितियों से निपटने के लिए उपाय।
  - विद्युत उत्पादन प्रौद्योगिकी मूल्यांकन और विकास।
  - कंप्यूटेशनल फ्लूइड डायनेमिक्स एप्रोच के माध्यम से जल विद्युत प्लांट संघटकों के निष्पादन का अनुकूलन।
  - 25 मेगावाट से अधिक क्षमता एवं आकार वाली सभी यूनिटों के लिए मॉडल परीक्षण सुविधाओं के डिजाइन और विकास संबंधी कार्य किए जाने चाहिए।

### 13.3 पारेषण के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास

### 13.3.1 उन्नत प्रौद्योगिकियों को अपनाना:

पारेषण टावर और कंडक्टर विद्युत के स्थानांतरण में महत्वपूर्ण भूमिका अदा करते हैं। शहरी और औद्योगिक क्षेत्रों में विद्युत की बढ़ रही मांग को पूरा करने के लिए बड़ी मात्रा में विद्युत का स्थानांतरण आवश्यक होता है। पर्यावरणीय स्वीकृतियों को प्राप्त करने और मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू) प्राप्त करने में बाधाओं के कारण कांपैक्ट पारेषण लाईनों की शुरुआत एक विकल्प है। कांपैक्ट ट्रांसमिशन लाईनों का एक लाभ यह है कि इनके लिए तुलनात्मक रूप से कम मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू) और कम टावर विमाओं की आवश्यकता होती है। कांपैक्ट लाईनों में टावर की लंबाई और चौड़ाई (विमाओं) को प्रभावी रूप से कम करने के लिए पॉलीमर अथवा लंबी रॉड वाले इंसुलेटर की आवश्यकता होती है। उच्च तापक्रम और निम्न सैग (एचटीएलएस) कंडक्टर में मौजूदा लाइनों की रि-कंडक्टिंग विद्युत स्थानांतरण क्षमता बढ़ाने के लिए एक व्यवहार्य विकल्प है। कांपैक्ट टावरों के डिजाइन संबंधी पहलू और विभिन्न प्रकार के एचटीएलएस कंडक्टरों का व्यवहार्यता अध्ययन किया जाना चाहिए, जिससे कि भविष्य में इनका क्रियान्वयन किया जा सके।

एफआरपी का इस्तेमाल करने वाली कांपैक्ट ट्रांसमिशन लाइन का महत्व बढ़ता जा रहा है और भारतीय विद्युत नेटवर्क में भार वृद्धि होने के कारण और मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू) से जुड़े मुद्दों के कारण नई लाइनों के निर्माण में परेशानी के चलते कांपैक्ट ट्रांसमिशन लाइनों को अपनाना अनिवार्य हो गया है। घटा हुआ मार्गाधिकार और टावर की तुलनात्मक रूप से कम लंबाई, चौड़ाई कांपैक्ट लाइनों की प्रमुख विशेषताएं हैं। कांपैक्ट लाइनों के लिए कम स्वीकृतियों और प्रभावशाली टावर विमाओं के लिए पॉलीमर अथवा लंबी रॉड वाले इंसुलेटर आवश्यक होते हैं। इस क्षेत्र में जिन पहलुओं का समाधान करना आवश्यक है, उनमें शामिल हैं : 220 केवी और 400 केवी टावरों का डिजाइन, विकास और परीक्षण और एक प्रायोगिक परियोजना के रूप में किसी यूटिलिटी में इसका कार्यान्वयन।

वृहद मात्रा में विद्युत के स्थानांतरण को ध्यान में रखते हुए पारेषण लाइनों के लिए उच्च तापक्रम वाले विद्युत सुचालकों का विकास आवश्यक है। इस दिशा में प्रमुख चुनौतियां, जिनका समाधान करना आवश्यक है, इस प्रकार हैं: पारेषण हानियां, मौजूदा लाइनों पर विद्युत पारेषण में वृद्धि और नई लाइनों के लिए तुलनात्मक रूप से अधिक दक्ष विद्युत सुचालकों का विकास। ऐसा प्रतीत होता है कि दक्ष विद्युत पारेषण प्रणाली के विकास का भावी पारेषण प्रणाली में महत्वपूर्ण प्रभाव पड़ेगा और यह वर्तमान परिदृश्य को ध्यान में रखते हुए राष्ट्रीय प्राथमिकता बन जाएगा। सुचालकों की प्रमुख आवश्यकताओं में से एक आवश्यकता यह है कि इसमें उच्च एमपेसिटी और लो सैग गुणधर्म होने चाहिए। इस दिशा में उच्च तापक्रम वाले सुचालक, जो 250 डिग्री सेंटीग्रेट से भी अधिक तापक्रम बर्दाश्त कर सकते हैं, की विद्युत स्थानांतरण की बढ़ी हुई मांग को पूरा करने की लिए आवश्यकता है।

अभी हाल में हुए विकास ने यह प्रदर्शित किया है कि 6201 और एआई59 ऐसे दो प्रमुख अयस्क सुचालक हैं, जिनका इस्तेमाल किया जा रहा है, तथापि भविष्य में नए अयस्कों की डिजाइनिंग और वाणिज्यिक रूप से व्यवहार्य प्रसंस्करण तकनीकों द्वारा इनमें और वृद्धि होने की संभावना है। वर्तमान अयस्क सुचालकों में जिकॉनियम जैसे अयस्क घटक इस्तेमाल होते हैं जो अयस्क सुचालकों के रि-किस्टलाइजेशन तापक्रमों को प्रतिबंधित करते हैं, जिससे कि सुचालक उच्च तापक्रम को बर्दाश्त कर सके। सुचालकों की सामर्थ्य और सुचालकता के लिए बेहतर संतुलन आवश्यक होता है, जिससे कि विद्युत स्थानांतरण के दौरान इनका अधिकतम लाभ उठाया जा सके। पारेषण और वितरण लाइनों में अनुप्रयोग के लिए उच्च तापक्रम वाले ऑल अलॉय एल्युमिनियम कंडक्टर (एएएसी) के विकास की दिशा में अनुसंधान आवश्यक है, विशेष रूप से यह अनुसंधान इस प्रयोजन के लिए नई सामग्री के विकास के लिए किया जाना चाहिए। उच्च तापक्रम वाले सुचालक में आपातकालीन स्थितियों में 300°C तक के तापक्रम को सहन करने की क्षमता मौजूद होनी चाहिए और लगातार पारेषण की स्थिति में उसे 250-260°C तापक्रम पर काम करने में सक्षम होना चाहिए।

भूकंप के पश्चात विद्युत उपस्करों की विश्वसनीयता और सुरक्षा बनाए रखने के लिए भूकंपरोधी सब स्टेशनों का डिजाइन और विकास आवश्यक है। यह अलग-अलग स्टेशन संघटकों जैसे ट्रांसफॉर्मर, बुशिंग, स्विचगियर आदि के भूकंपीय प्रतिरोध पर निर्भर करता है। विद्युत उपस्कर की सिस्मिक अर्हता का इस्तेमाल, भूकंप से क्षति और नुकसान को घटाने के लिए

सर्वाधिक लागत प्रभावी पद्धतियों में से एक है। इस प्रकार भूकंप की दृष्टि से संवेदनशील क्षेत्रों / अंचलों में स्थित विद्युत उत्पादन स्टेशनों और सब स्टेशनों के लिए उपस्कर और सहायक संरचनाओं का डिजाइन और मानकीकरण इस ढंग से किया जाना चाहिए, जिससे कि वे संभावित भूकंप को झेल सके।

### 13.3.2 यूएचवीडीसी +/- 800 केवी

+/- 800 केवी पर अगली पीढ़ी के हाई वोल्टेज डायरेक्ट करेंट (एचवीडीसी) ट्रांसमिशन के कार्यान्वयन को ध्यान में रखते हुए उपस्करों का घरेलू स्तर पर विनिर्माण आवश्यक है। अनुसंधान के अंतर्गत निम्नलिखित पहलुओं पर ध्यान केंद्रित किया जाएगा : (1) डीसी विद्युत क्षेत्र, उपस्कर और इलेक्ट्रोड पर कोरोना अध्ययन; (2) इंसुलेटर की सतह पर प्रदूषण का प्रभाव; इंसुलेटर प्रोफाइल का चयन, सामान्य और प्रदूषण की स्थितियों में डीसी तनाव को बर्दाश्त करने के लिए संरूपण ; (3) डीसी विद्युत तनाव के तहत बुसिंग का निष्पादन (4) ट्रांसफॉर्मर इंसुलेशन पर डीसी तनाव का प्रभाव, आयु संबंधी अध्ययन, नैदानिक उपकरण; (5) ओवरहेड ट्रांसमिशन लाईन और (6) बुशिंग और ट्रांसफॉर्मर।

अनुसंधान के कुछ अन्य संभावित क्षेत्र निम्नानुसार हैं :

मिश्रित ग्रिडों के बीच वृहद मात्रा में विद्युत के स्थानांतरण के लिए वोल्टेज सोर्स कंवर्टर (वीएससी) आधारित एचवीडीसी ट्रांसमिशन एक आकर्षक विकल्प हो गया है। वीएससी आधारित एचवीडीसी ट्रांसमिशन के लाभों में कंवर्टर टर्मिनल पर सक्रिय और निष्क्रिय पावर का उच्च नियंत्रण और स्थिरता में सुधार करने की योग्यता शामिल है। परियोजना के अंतर्गत एक प्रायोगिक परियोजना अध्ययन के रूप में 50 मेगावाट वीएससी आधारित बैक-टू-बैक एचवीडीसी प्रणाली के डिजाइन, विकास और परिनियोजन की परिकल्पना की गई है।

यदि ग्राउंड इलेक्ट्रोड पथ आइसोलेट हो जाता है, तो बिना न्यूट्रल ग्राउंड वाले तटस्थ स्टेशनों को जोड़ने के लिए एचवीडीसी प्रणालियों के लिए उच्च गति ग्राउंडिंग स्विच (एचएसजीएस) आवश्यक होते हैं। एचवीडीसी सबस्टेशनों में स्थापना के लिए, एक प्रायोगिक परियोजना अध्ययन के रूप में स्वदेशी स्तर पर एचएसजीएस का विकास किया जाएगा।

ट्रांसफॉर्मर रहित एचवीडीसी ट्रांसमिशन की संकल्पना को साकार करने के लिए विभिन्न संस्थानों में सक्रिय रूप से अनुसंधान किया जा रहा है। विभिन्न पहलुओं का मूल्यांकन करने के लिए एक प्रायोगिक परियोजना अध्ययन प्रस्तावित है।

वीएससी आधारित एचवीडीसी ट्रांसमिशन प्रौद्योगिकी को अपनाने के लिए एचवीडीसी प्रणालियों हेतु उच्च गति ग्राउंडिंग स्विच और विद्युत क्षेत्र में ट्रांसफॉर्मर रहित एचवीडीसी ट्रांसमिशन की संकल्पना को मूर्त रूप देने के लिए प्रायोगिक परियोजना अध्ययन किया जाना आवश्यक है, जिससे कि व्यापक पैमाने पर इसकी स्वीकार्यता और क्रियान्वयन के लिए अनुभव प्राप्त किया जा सके।

### 13.3.3 1200 केवी यूएचवी एसी प्रणाली के लिए उपस्करों का डिजाइन और विकास

विद्युत क्षेत्र की वृद्धि और विस्तार के फलस्वरूप उच्चतर वोल्टेज स्तरों पर नेटवर्क में आमेलन, मुख्य रूप से प्रणाली का सुदृढ़ करने और विद्युत के इवैक्युएशन के लिए स्वदेशी प्रौद्योगिकियों का विकास आवश्यक हो गया है। स्वदेशी स्तर पर विकास के लिए प्रस्तावित प्रमुख उपस्कर निम्नानुसार हैं : 1200 केवी सब-स्टेशन, सर्किट ब्रेकर, शंट रिएक्टर और गतिशील प्रतिक्रियाशील विद्युत प्रतिपूरि के लिए नियंत्रित शंट रिएक्टर। श्रेणी 5 शुल्क के लाइटनिंग ऐरेस्टर के लिए उच्च ऊर्जा (55MJ) ZnO ब्लॉक का विकास उच्च ऊर्जा के डिसिपेशन के लिए आवश्यक है। यूएचवी पारेषण प्रणाली की प्रौद्योगिकी को ध्यान में रखते हुए 1200 केवी डिसकनेक्टर के लिए प्रचालन तंत्र का विकास अनिवार्य है।

### 13.3.4 एचवीडीसी और एफएसीटीएस:

ऐसी सुविधाओं के बेहतर सदुपयोग के लिए प्रयास आवश्यक हैं, जो अभी हाल ही के वर्षों में ही स्थापित की गई हैं। इन उपकरणों के आगामी इस्तेमाल के लिए लागत लाभ के सामंजस्य का मूल्यांकन करने के लिए प्रणाली अध्ययन उपयोगी सिद्ध होगा।

ईएचवी और यूएचवी एसी और डीसी पारेषण प्रणालियों, कांपैक्ट टावर के लिए नियंत्रणों के विकास हेतु जिन प्रमुख प्रौद्योगिकियों पर विचार किया जा रहा है, उनसे मार्गाधिकार (आरओडब्ल्यू) की आवश्यकता काफी हद तक घट जाती है, ट्रांसफॉर्मरों, केबल, फॉल्ट करेंट लिमिटर, मोटर आदि के विकास में उच्च तापक्रम वाली सुपर कंडक्टिंग प्रौद्योगिकी का अनुप्रयोग, गैस इंसुलेटेड सब-स्टेशन, जिसके लिए अभिसामयिक सब स्टेशनों की तुलना में लगभग 80% कम क्षेत्रफल आवश्यक होता है, सब-स्टेशन ऑटोमेशन और रिमोट प्रचालन प्रणालियां शामिल हैं।

संचार प्रौद्योगिकी में तकनीकी विकास और विश्वसनीय वोल्टेज फेजर मापन के लिए मेजरमेंट सिंक्रोनाइजेशन ने प्रणाली के डिजाइन का व्यापक रूप से सुरक्षित समाधान संभव बनाया है। फेजर मेजरमेंट यूनिटों (पीएमयू) को लागू करने से विद्युत प्रणाली की गतिशीलता पर उन्नत ढंग से नजर रखना संभव हो गया है। पीएमयू के आधार पर विभिन्न प्रकार के व्यापक क्षेत्र संरक्षण, आपातकालीन नियंत्रण और अनुकूलित प्रणालियों का डिजाइन तैयार किया जा सकता है।

इसके अलावा पारेषण ग्रिड क्षमता का अधिकतम इस्तेमाल करने और व्यवधानों के प्रसार को रोकने में विद्युत कंपनियों की सहायता के लिए स्मार्ट ग्रिड पर भी विचार किया जा रहा है। गतिशील स्थिति निगरानी के लिए स्थिरता और संरक्षा मार्जिन पर ऑनलाइन सूचना प्रदान कर, स्मार्ट ग्रिड संभावित विद्युत प्रणाली व्यवधानों के मामले में एक आरंभिक चेतावनी प्रणाली के रूप में कार्य करेंगे।

### 13.3.5 एफएसीटीएस उपकरणों के लिए नियंत्रकों का विकास

भारतीय विद्युत प्रणाली में फ्लेक्सिबल अल्टरनेटिंग करेंट ट्रांसमिशन सिस्टम (एफएसीटीएस) उपकरणों का प्रयोग प्रणाली अध्ययनों के माध्यम से सघन समर्थन के साथ प्रस्तावित है। एफएसीटीएस उपकरणों के स्वदेशी स्तर पर विकास की दिशा में अनुसंधान और इनका नियंत्रण अनिवार्य है तथा इसका उद्देश्य एफएसीटीएस उपकरणों, जैसे कि स्टैटिक कंपेंसेटर, एचवीडीसी, मल्टी टर्मिनल एचवीडीसी, स्विचेबल शंट रिएक्टर, सीरिज और शंट एचवीडीसी टेप, यूपीएफसी, आईपीएफसी और स्टैट कॉम, के लिए नियंत्रकों का डिजाइन और विकास तथा नेटवर्क में उनका परिनियोजन करना है। नियंत्रक के निष्पादन का अध्ययन वास्तविक समय आधार पर किया जाए।

सर्किट ब्रेकरों के नियंत्रित स्विचिंग के लिए कंट्रोलर विकसित करने की आवश्यकता है, जिसका इस्तेमाल ट्रिप कॉयल के समय आधारित नियंत्रण द्वारा सर्किट ब्रेकर के संपर्क को जोड़ने अथवा खोलने के लिए, अनावच्छिन्न ट्रांजिएंट को दूर करने के लिए किया जाता है। इस दिशा में स्थायी अनुसंधान आवश्यक है।

### 13.3.6 स्वचालन (ऑटोमेशन)

ये अध्ययन मुख्यतः भविष्य में वाणिज्यिक कार्यान्वयन के लिए प्रौद्योगिकी तैयार करने हेतु "अनुकूलन अध्ययन" के रूप में किए जाते हैं :

यह सुझाव दिया जाता है कि अभिसामयिक स्टेशन बस प्रौद्योगिकी की तुलना में प्रोसेस बस प्रौद्योगिकी के लाभों को ध्यान में रखते हुए एक प्रायोगिक परियोजना शुरू की जाए। प्रोसेस बस प्रौद्योगिकी में घटी हुई कॉपर वायरिंग, खाड़ी स्तर पर किसी भी संख्या में इंटेलिजेंट इलेक्ट्रॉनिक डिवाइसेज (आईईडी) के एकीकरण आदि जैसे लाभ निहित हैं। अभिसामयिक करेंट ट्रांसफॉर्मर के स्थान पर ऑप्टिकल करेंट ट्रांसफॉर्मरों (सीटी) के एकीकरण पर भी विचार किया जाए।

### 13.3.7 स्थायी स्व जागरूकता की विशेषता के साथ नवाचारी संकल्पना

विभिन्न स्तरों पर वास्तविक समय आधारित डेटा सेट का परिप्रेक्ष्य विभिन्न पहलुओं के लिए आवश्यक है। यह आवश्यक है कि किसी विशेष प्रयोक्ता/ईएमएस प्रचालक के लिए कस्टमाइज और इच्छुक डेटा सेट की परिकल्पना की जाए। स्थायी स्व जागरूकता की विशेषता के साथ नवाचारी संकल्पना का उद्देश्य विशेष प्राधिकार के साथ और उनके उपयोग के आधार पर प्रयोक्ताओं के विभिन्न स्तरों के लिए वास्तविक समय आधारित डेटा के रूप में कार्य करता है, जिसके फलस्वरूप स्वयं की जागरूकता की भी परिकल्पना की जा सकती है। यह प्रणाली विशेषज्ञ प्रणाली / सुविज्ञ प्रणाली के साथ आवश्यक वास्तविक समय आधारित डेटा दक्षतापूर्वक प्रदर्शित करेगी।

### 13.3.8 ऊर्जा क्षेत्र में अगली पीढ़ी का डेटा विश्लेषण :

विद्युत प्रणालियों के विश्लेषण के लिए डेटा एनालिटिक्स का दक्षतापूर्वक कार्यान्वयन क्लाउड अवसंरचना पर किया जा सका। परियोजना में सेवा के रूप में सॉफ्टवेयर (एसएएएस) की तरह भार का पूर्वानुमान लगाने के लिए ऊर्जा ट्रेडिंग, बिलिंग, प्राइसिंग और टूलों के लिए सॉफ्टवेयर उपमॉड्यूलों के साथ एक अनुप्रयोग फ्रेमवर्क का डिजाइन और विकास शामिल होगा। डेटा एनालिटिक्स, उपभोक्ता विशिष्ट लाभों का विश्लेषण करने, दक्ष प्रदायगी में सहायता करने और विद्युत प्रणाली में निवेश को सुकर बनाने, उपभोक्ता विकल्प को सुकर बनाने आदि में सहायता करती है, जिस पर गहन और व्यापक विश्लेषण किया जा सकता है।

डेटा एनालिटिक्स का इस्तेमाल करते हुए भावी परिणामों का पूर्वानुमान लगाने के लिए सिमुलेशन अथवा मॉडलों का संचालन संभव होता जा रहा है, बजाय इसके कि पिछली वार्ताओं के बारे में महज पश्चवर्ती डाटा उपलब्ध कराना। यह प्रत्येक व्यक्तिगत व्यापारिक कार्रवाई में सहायता के लिए वास्तविक समय आधार पर ये पूर्वानुमान लगाने में भी सहायक होती जा रही है। जहां एक ओर इसके लिए मौजूदा प्रचालन और व्यापारिक आसूचना (बीआई) अवसंरचना में महत्वपूर्ण परिवर्तन करना आवश्यक है, वहीं दूसरी ओर व्यापारिक परिणामों और अन्य सफलता दरों में उल्लेखनीय सुधार करने के लिए भी अपार संभावनाएं इसमें निहित हैं। अगली पीढ़ी का विश्लेषण, व्यापारिक आसूचना (बीआई) खोज उपकरणों को सहायता प्रदान कर सकते हैं, जिनसे रिपोर्ट प्राप्त की जा सकती है और स्ट्रक्चर्ड क्वेरी लैंग्वेज (एसक्यूएल) प्रश्नावली तैयार की जा सकती है, विचारों की गति से स्लाइस / डाइस डेटा के लिए दृश्य खोज टूल तैयार किए जा सकते हैं।

डेटा एनालिटिक्स और टूल का इस्तेमाल विद्युत कंपनियों और उत्पादन स्टेशनों के निष्पादन की निगरानी और उसमें सुधार के लिए भी किया जा सकता है। अध्ययन के लिए कुछ महत्वपूर्ण विषयों में निम्नलिखित को शामिल किया जाना चाहिए:-

#### अनुप्रयोग और विशेषताएं:

- 1) स्थायी प्रचालनों के लिए उन्नत भविष्यवाणी तकनीक
  - आदर्श भविष्यवाणी तकनीक
  - उन्नत मॉडलिंग टूल
- 2) प्रचालनों के लिए वास्तुकला और उपकरण
  - सेल्फ हीलिंग ग्रिड
  - स्थायी स्व जागरूकता सेवाओं के लिए नियंत्रण पद्धतियां
- 3) स्मार्ट ग्रिड के प्रचालन के लिए सिमुलेटर और प्रशिक्षण
- 4) ट्रांसमिशन ग्रिड, वास्तविक समय आधार पर सुरक्षा मूल्यांकन
  - वास्तविक समय आधारित सुरक्षा विश्लेषण की मांग के लिए नवाचारी समाधान
- 5) स्मार्ट ग्रिड में प्रॉग्नोस्टिक स्वास्थ्य प्रबंधन

अन्य प्रमुख क्षेत्र, जिन पर ध्यान केंद्रित करना आवश्यक है, नीचे दिए गए हैं :

- रियल टाइम पावर सिस्टम सिमुलेटर
- विद्युत प्रणाली में अंतरिक्ष प्रौद्योगिकी का इस्तेमाल
- विद्युत प्रणाली नेटवर्क में ग्रिड कंजेशन की भविष्यवाणी
- घटे हुए मार्गाधिकार के साथ ट्रांसमिशन टावर
- प्रणाली सुरक्षा और प्रचालक प्रशिक्षण
- कुल स्थानांतरण क्षमता, उपलब्ध स्थानांतरण क्षमता की गणना
- विस्तार आयोजना
- ट्रांसमिशन लागत अनुमान
- फेज मेजरमेंट यूनिट (पीएमयू)
- नाइट्रोजन इंजेक्शन फायर प्रिवेंशन एंड एक्सटींग्विशिंग सिस्टम (एनआईएफपीईएस) और फायर प्रिवेंशन सिस्टम
- गैस इंसुलेटेड ट्रांसमिशन लाइन (जीआईटीएल)
- वृहद मात्रा में विद्युत पारेषण के लिए ईएचवी केबल और सब मैरिन केबल
- हाई टेम्परेचर सुपरकंडक्टर (एचटीएस) केबल सिस्टम
- सुपरकंडक्टिंग फाल्ट करेंट लिमिटर (एसएफसीएल)
- सुपरकंडक्टिंग मैग्नेटिक एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (एसएमईएस)
- कंपोजिट इंसुलेटर
- सिंथेटिक एंड नेचुरल इस्टर फॉर ट्रांसफॉर्मर ऑयल
- ट्रांसफॉर्मर कोर के लिए कोल्ड-रोल्ड ग्रेन ओरिएंटेड (सीआरजीओ) सिलिकॉन स्टील का विकास
- ट्रांसफॉर्मरों के लिए उच्च गुणवत्ता युक्त थ्रैसबोर्ड इंसुलेशन
- रेजिन इंफ्रेग्नेटेड पेपर कंडेंसर बुशिंग(आरआईपी)
- SF<sub>6</sub> फिल्ड लार्ज कैपेसिटी पावर ट्रांसफॉर्मर टेक्नोलॉजी

### 13.4 वितरण क्षेत्र में अनुसंधान तथा विकास

वितरण प्रणाली का उपभोक्ताओं पर प्रत्यक्ष प्रभाव पड़ता है। यह भी एक ऐसा क्षेत्र है, जहां महत्वपूर्ण चुनौतियां मौजूद हैं। प्रणाली हानियों का एक बड़ा हिस्सा वितरण सर्किटों में घटित होता है और विद्युत प्रणाली निवेश की एक उल्लेखनीय राशि वितरण हार्डवेयर की खरीद और स्थापना में चली जाती है। अभी हाल ही में स्मार्ट ग्रिड संकल्पना के विकास और सौर विद्युत के इस्तेमाल से उस तरीके में परिवर्तन किया गया है, जिसके आधार पर वितरण नेटवर्क कार्य करता है।

वितरण क्षेत्र के लिए सर्वाधिक उल्लेखनीय प्राथमिकता आवश्यक हैं क्योंकि इसकी दक्षता, वित्तीय व्यवहार्यता और हानियां संपूर्ण विद्युत क्षेत्र की समेकित व्यवहार्यता को प्रभावित करती हैं। फ्रेंचाइजिंग सार्वजनिक निजी भागीदारी मॉडल और अन्य मॉडलों सहित विभिन्न निजीकरण मॉडलों का अध्ययन करना होगा और राज्यवार व्यापक सिफारिशें की जाएं। विद्युत कंपनियों पर ब्याज के बोझ को कम करने के लिए कर्ज के पुनर्वित्तपोषण से संबंधित मुद्दों, राज्य के बाहर से विद्युत की खरीद की लागत को कम करने पर विचार करने की आवश्यकता है। इस प्रकार वितरण प्रणालियों के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास अनिवार्य है।

वितरण प्रणाली के तहत निम्नलिखित क्षेत्रों पर ध्यान देना आवश्यक है जैसे कि हानियों को कम करना, मीटरिंग व्यवस्था, वितरण प्रक्रिया का स्वचालन, आयोजना, हारमोनिक प्रदूषण, कस्टम विद्युत उपकरण, मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) आदि। तकनीकी हानियों को घटाने और उन्नत वोल्टेज प्रोफाइल के लिए हाई वोल्टेज डिस्ट्रीब्यूशन सिस्टम (एचवीडीएस) एक प्रभावी पद्धति है। तकनीकी और वाणिज्यिक हानियों को घटाने में सूचना प्रौद्योगिकी के प्रयोग की अपार संभावनाएं हैं। एकीकृत सोर्स आयोजना और मांग पक्ष प्रबंधन पर भी विशेष ध्यान दिए जाने और इन्हें कार्यान्वित करने की आवश्यकता है।

क्षमता निर्माण के लिए उल्लेखनीय प्रयास आवश्यक हैं, जिससे कि वर्तमान समय की वितरण प्रणाली को आधुनिक वितरण प्रणाली के रूप में परिवर्तित किया जा सके। स्मार्ट ग्रिड विद्युत वितरण प्रणाली के डिजिटल उन्नयन के लिए एक दृष्टिकोण का प्रतिनिधित्व करता है, जिसमें वर्तमान प्रचालन को अधिकतम अनुकूल बनाने के साथ-साथ वैकल्पिक ऊर्जा उत्पादन के लिए नए अवसर पैदा करना शामिल है। वितरण नेटवर्क की विश्वसनीयता में सुधार का लक्ष्य दूरस्थ निगरानी के लिए एससीएडीए/ डीएएमएस के परिनियोजन और विभिन्न नेटवर्क घटकों के नियंत्रण, मानव युक्त सब-स्टेशनों की आवश्यकता को समाप्त कर प्राप्त किया जा सकता है। वितरण प्रबंधन प्रणाली (डीएमएस) वितरण ट्रांसफॉर्मरों के लिए एससीएडीए की निगरानी और नियंत्रण प्रकार्यात्मकता प्रदान करती है। सब स्टेशनों पर रिमोट टर्मिनल यूनिट (आरटीयू) और फाल्ट पैसेज इंडिकेटर (एफपीआई) की स्थापना की जा सकती है।

**डिजाइन स्वचालन :** वितरण नेटवर्कों के मैनुअल डिजाइन के लिए विशेषज्ञता उपलब्ध है। परंतु यह सघन श्रम आधारित गतिविधि है और प्रायः अमानक और घटिया डिजाइन तैयार होते हैं। डिजाइन के मानकीकरण और डिजाइन स्वचालन तकनीकों को बढ़ावा देने की अत्यधिक आवश्यकता है, जिससे लागत घटेगी और निष्पादन बेहतर होगा।

**फीडर लोड विशेषताएं :** अलग-अलग फीडर लोड में व्यवहार की दृष्टि से काफी अंतर होता है। फीडरों के गुणधर्म निर्धारण के प्रयोजन से फीडर अध्ययन के लिए एक कार्यप्रणाली तैयार करने की आवश्यकता है। यह तकनीक तुलनात्मक रूप से सरल होनी चाहिए और इसमें निहित प्रयास की तुलना में व्यापारिक परिशुद्धता होनी चाहिए, क्योंकि किसी भी वितरण निकाय के पास बड़ी संख्या में फीडर मौजूद होते हैं और अगले दिन के लिए कुल लोड कर्व में उनके योगदान का परिशुद्ध ढंग से अनुमान लगाने की आवश्यकता होती है, जिससे कि उत्पादन कंपनियों से ऊर्जा आपूर्ति के लिए संविदाएं की जा सकें।

**उपयुक्त टैरिफ मॉडल :** मासिक ऊर्जा प्रभारों पर आधारित सामान्य प्रभारों के साथ-साथ टाइम ऑफ डे (टीओडी) के आधार पर प्रभारों को घटकों के रूप में विभाजित करना तथा पीक ऊर्जा की तुलना में औसत ऊर्जा खपत का अनुपात निर्धारित करना संभव है। इसके फलस्वरूप विद्युत अवसंरचना क्षेत्र के उपरिव्यय को घटाया जा सकता है। परंतु प्रतीकात्मक भारतीय स्थितियों में योजना की प्रभावशीलता का मूल्यांकन करने और सर्वाधिक प्रभावी ढांचा तैयार करने के लिए विस्तृत अध्ययन आवश्यक है।

**लोड शेडिंग :** वर्तमान में लोड शेडिंग सामान्यतया फीडर स्तर पर की जाती है, इसमें एकल यूनिट के रूप में संपूर्ण फीडर को असंबद्ध रखा जाता है। स्मार्ट ग्रिड द्वारा प्रस्तावित सुविधाओं के साथ तुलनात्मक रूप से अधिक चयनित होने और प्रणाली प्रचालक को गैर अपरिहार्य लोड की शेडिंग में सक्षम बनाने की संभावना है, वहीं दूसरी ओर महत्वपूर्ण प्रणाली की आवश्यकता को भी पूरा किया जा सकता है। इस सहूलियत के साथ प्रणाली को अपेक्षाकृत अधिक प्रभावी ढंग से चलाया जा सकता है, वहीं दूसरी ओर महत्वपूर्ण प्रणाली के लिए सुनिश्चित आपूर्ति की गारंटी दी जा सकती है और स्टैंडबाई जेनसेट पर निर्भरता कम हो जाती है। इस पहलू पर विस्तृत अध्ययन उपयोगी सिद्ध होंगे।

**सुरक्षा और संरक्षण :** पारंपरिक वितरण योजनाओं में लोड की सुरक्षा मुख्य रूप से ओवर करेंट रिले और फ्यूज के माध्यम से की जाती है। स्मार्ट ग्रिड में तुलनात्मक रूप से अधिक बेहतर सुरक्षा प्रदान करने की सुविधा है। इसके अलावा दूरस्थ नियंत्रण के माध्यम से फीडर को प्रचालित करने की योग्यता कम आवृत्ति वाली स्थितियों और वोल्टेज घट जाने की स्थिति में प्रत्युत्तर के तौर पर लोड नियंत्रण की संभावना पैदा होती है।

#### 13.4.1 सोलर ऑर्गेनिक पॉलीमर आधारित लाइट एमिटिंग डिवाइस के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास :

हाई पावर सिलिकॉन आधारित लाइट एमिटिंग डायोड (एलईडी) का प्रयोग धीरे-धीरे सड़कों पर लाइट का आम स्रोत होता जा रहा है। तथापि एलईडी के विनिर्माण के लिए भारी मात्रा में पूंजीगत निवेश की आवश्यकता और बड़े पैमाने पर ब्रेक इवेन प्वाइंट इस प्रतिस्पर्धी संसार में एक गंभीर बाधा है। यह नोट करना महत्वपूर्ण है कि इनकैंडेसेंट, फ्लूरोसेंट और कंपैक्ट फ्लूरोसेंट लाइट (सीएफएल) स्रोत कई दशकों तक कम वाट के साथ लोकप्रिय रहे हैं और उच्च वाट वाले मेटल

हेलाईड तथा सोडियम वेपर लैंप बड़े क्षेत्र में लाइटिंग के लिए प्रमुखता से इस्तेमाल होते रहे हैं। तथापि ऑर्गेनिक पॉलीमर आधारित इलेक्ट्रो ल्यूमिनेसेंट लाईट सोर्स के विकास की संभावना है, जो हाई पावर सिलिकॉन आधारित लाईट एमिटिंग डिवाइसेज से पूरी की जा सकती है। इस संकल्पना का इस्तेमाल और वाणिज्यिकरण मोबाईल फोनों की बैक लाइटिंग के लिए अग्रणी विनिर्माताओं द्वारा कुछ तरीकों से किया गया है।

### 13.4.2 वितरण क्षेत्र का स्वचालन

अनुसंधान कार्यों का उद्देश्य पूर्ण रूप से वितरण स्वचालन प्रणाली के लिए स्वदेशी स्तर पर तकनीकी जानकारी का विकास होना चाहिए, जिसमें प्राथमिक रूप से सब-स्टेशन से लेकर उपभोक्ता के स्तर पर सुभिज्ञ स्वचालन को शामिल किया जा सकता है। विद्युत वितरण क्षेत्र के स्वचालन के लिए भावी अनुसंधान पहलों में निम्नलिखित शामिल हैं:

- उपभोक्ता के स्तर पर सुभिज्ञ स्वचालन प्रणाली
- वितरण ट्रांसफॉर्मरों की कंप्यूटर एडेड निगरानी और नियंत्रण
- सब-स्टेशन और फीडर स्तरीय स्वचालन
- वितरण क्षेत्र के स्वचालन के लिए डेटा संचार प्रणाली
- वितरण स्वचालन सॉफ्टवेयर का विकास और मानकीकरण

### 13.5 नवीकरणीय ऊर्जा के क्षेत्र में अनुसंधान और विकास

हाइड्रोकार्बन संसाधनों की सीमाएं आने वाले दशकों में विश्व भर को जीवाश्म ईंधनों को छोड़ने के लिए मजबूर करती हैं। इसके अलावा, पर्यावरणीय और स्वास्थ्य संबंधी बाधाएं जो हाइड्रोकार्बनों के इस्तेमाल के फलस्वरूप उत्पन्न होती हैं, वे मानव जाति को स्वच्छ ऊर्जा प्रणालियों को अपनाने के लिए बाध्य कर सकती हैं। इस प्रकार विद्युत उद्योग को सौर, पवन, बायोमास, जलविद्युत, ईंधन सेल, जियोथर्मल, टाईडल आदि जैसे ऊर्जा स्रोतों के माध्यम से विद्युत उत्पादन की अन्य प्रौद्योगिकियों पर विचार करने की आवश्यकता है।

सौर, पवन, बायोमास, जलविद्युत, ईंधन सेल, जियोथर्मल, अपशिष्ट से ऊर्जा (डब्ल्यूटीई) आदि जैसे ऊर्जा स्रोतों के माध्यम से विद्युत उत्पादन की अन्य प्रौद्योगिकियों की पहचान और उनपर विचार करने की आवश्यकता है। बड़ी पवन मिलों, माइक्रो ग्रिड से जुड़ी सेल्फ हीलिंग ग्रिड, वितरित उत्पादन और ऊर्जा उत्पादों के लिए एथनॉल के बड़े पैमाने पर इस्तेमाल के लिए ग्रिड कनेक्टिविटी पर अनुसंधान केंद्रित है। माइक्रो और मिनी ग्रिड के विकास और नवीकरणीय ऊर्जा पर तुलनात्मक रूप से अधिक ध्यान केंद्रित करना अनुसंधान का एक महत्वपूर्ण क्षेत्र है।

नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्रों में अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों में निम्नलिखित शामिल हैं:

- 1) माइक्रो ग्रिडों और उपयुक्त नियंत्रण तंत्र का विकास।
- 2) ऊर्जा भंडारण : उन्नत चार्ज- डिस्चार्ज दक्षताओं और नए प्रौद्योगिकी मार्गों के साथ विद्युत और थर्मल भंडारण।
- 3) फ्लोटिंग सोलर फोटो वोल्टेक (एसपीवी) स्टेशनों का स्वदेशी विकास।
- 4) सौर ऊर्जा भंडारण और पुनर्प्राप्ति के लिए लीड रेडॉक्स फ्लो बैटरी प्रणाली का विकास और प्रदर्शन।
- 5) अधिकतम सोलर पीवी उत्पादन के लिए पीवी डिग्रेडेशन अध्ययन और सर्वाधिक उपयुक्त प्रौद्योगिकी की पहचान।
- 6) पीवी मॉड्यूलों के लिए नम और शुष्क रोबोटिक क्लिनिंग प्रणाली का स्वदेशी स्तर पर विकास।
- 7) पीवी मॉड्यूलों के लिए सुपर हाइड्रो फोबिक कोटिंग का विकास।
- 8) पीवी प्लांट निरीक्षण के लिए अनमैंड एरियल व्हीकल्स (यूएवी अर्थात ड्रोन) और लाइट डिटेक्टिंग एंड रेंजिंग (एलआईडीएआर) का सदुपयोग।
- 9) कुकिंग प्रणालियों, डिसेलिनेशन और कूलिंग प्रणालियों के लिए सांद्र सौर थर्मल ऊर्जा का सदुपयोग।
- 10) सोलर थर्मल और फोसिल हाइब्रिड पावर प्लांटों का विकास। अभिसामयिक और किसी एक नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत (सौर, पवन या बायोमास आदि) के मिश्रण के रूप में हाइब्रिड प्रौद्योगिकी का विकास।
- 11) केंद्रीकृत सोलर पीवी फोरकास्टिंग समाधान का विकास।
- 12) नई प्रौद्योगिकियों जैसे कि क्वैंटम डॉट, मल्टी जंक्शन सेल और तीसरी पीढ़ी की प्रौद्योगिकी जैसे कि सोलर पैनल, जिनमें अल्ट्रा-वायोलेट (यूवी) का सदुपयोग किया जाता है और इंफ्रारेड स्पेक्ट्रम, जो इष्टतम रूप से सेलों की दक्षता बढ़ाता है, का विकास।
- 13) छोटी और बड़ी दोनों तरह की पवन ऊर्जा प्रणालियों पर अलग-अलग ध्यान केंद्रित किया जाए, क्योंकि दोनों की प्रौद्योगिकियां और उनका नियोजन काफी हद तक अलग है।
- 14) कम गति वाली पवन टर्बाईन का विकास (भारत में बहुत ही कम स्थान ऐसे हैं, जहां हवाएं तेज गति से चलती हैं)।
- 15) छोटी पवन टर्बाईन ब्लेडों और टावर के लिए कम लागत वाली सामग्री का विकास।

नवीकरणीय ऊर्जा के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास में अलग-अलग प्रौद्योगिकियां शामिल हैं, जिन्हें नीचे सूचीबद्ध किया गया है :

- 1) नवीकरणीय ऊर्जा का पावर ग्रिड के साथ एकीकरण।
- 2) सौर ऊर्जा और पवन विद्युत के मामले में भंडारण की लागत।
- 3) सौर पीवी सेल और पवन विद्युत उत्पादन की लागत को घटाना।
- 4) नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन के प्रचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) से जुड़े मुद्दे।
- 5) सोलर पीवी मॉड्यूलों के जीवनकाल की समाप्ति से जुड़ी समस्याओं से निपटना।

नवीकरणीय उत्पादन में अनुसंधान एवं विकास के मुख्य क्षेत्र इस प्रकार हैं:

- प्राथमिक कंवर्टर: दक्षता में सुधार, लागत कम करने और नए प्रौद्योगिकी मार्गों का विकास।
- विद्युत ऊर्जा वितरण और ग्रिडिंग : एक अभिसामयिक ग्रिड को नवीकरणीय ग्रिड से जोड़ना, माइक्रो ग्रिड, घरेलू ग्रिड को जोड़ने वाली प्रणालियां आदि।
- नवीकरणीय विद्युत के लिए दक्ष अंतरापृष्ठ हेतु अंतिम इस्तेमाल वाले उपस्कर।
- सोलर पीवी सेल के साथ-साथ विशेष रूप से ग्रामीण क्षेत्रों में वितरित उत्पादन प्रणाली के लिए लागू भंडारण बैटरियों की लागत को कम करने के लिए अनुसंधान।
- बैटरी प्रणालियों की क्षमता निर्धारण के लिए डिजाइन सिद्धांतों का विकास।
- मांग प्रोफाईल के अनुसार सभी 24 घंटे समान रूप से मांग को पूरा करने के लिए सौर और पवन विद्युत के हाइब्रिडाइजेशन के लिए सर्वाधिक प्रौद्योगिकी के संबंध में सिफारिशें।
- सौर पीवी आधारित सुपर एफिसिएंट कृषि पंपों और हाइब्रिड मल्टी डाइमेंशनल इनवर्टरों का डिजाइन और विकास।
- ग्रिड संरक्षा और सुरक्षा संबंधी चिंताएं।
- स्रोत से भार के रूप में उपयुक्त और दक्ष ऊर्जा कंवर्टर का विकास, जिसमें प्राइम मूवर जेनरेटर और पावर इलेक्ट्रॉनिक कंट्रोलर शामिल हो सकते हैं।
- सौर और पवन विद्युत की चर प्रकृति की समस्या से निपटने के लिए अभिसामयिक थर्मल पावर जेनरेटर पर प्रभाव और डिजाइन संबंधी कोई अन्य आवश्यक संशोधन तथा जर्मनी / जापान जैसे विकसित देशों से सीखना।

इन अध्ययनों के फलस्वरूप निम्नलिखित के संबंध में सिफारिशें की जाएंगी :

- अभिसामयिक कोयला आधारित थर्मल जेनरेटरों पर निर्भरता की सीमा और प्लांट के जीवन काल के दौरान ऐसे प्रचालनों की कुल संख्या।
- ऐसे प्रचालनों को पूरा करने के लिए इलेक्ट्रिकल इंसुलेशन में जेनरेटर पर आवश्यक कोई परिवर्तन।
- सौर और पवन विद्युत को अधिक मात्रा में शामिल करने के लिए भावी उपयोग हेतु टर्बाइन रोटर, ब्लेड, जेनरेटर रोटर, इंसुलेशन आदि की निर्माण सामग्री में कोई आवश्यक परिवर्तन।

### 13.6 माइक्रोग्रिड के क्षेत्र में अनुसंधान तथा विकास

माइक्रोग्रिड नियंत्रित क्षमता के साथ एक स्थानीय ऊर्जा ग्रिड होती है, जिसका आशय यह है कि यह मुख्य ग्रिड से अलग की जा सकती है, और स्वायत्त रूप से इसका प्रचालन किया जा सकता है। यह ग्रिड घरों, व्यवसायों और अन्य भवनों को केंद्रीय विद्युत स्रोतों से जोड़ती है, जो उपकरणों, हीटिंग/कूलिंग प्रणालियों और इलेक्ट्रॉनिक उपकरणों के इस्तेमाल की अनुमति प्रदान करती है। परंतु इस अंतर्संबद्धता का अर्थ है कि जब ग्रिड के किसी भाग में कोई सुधार करने की आवश्यकता होती है, तो इससे प्रत्येक व्यक्ति प्रभावित होता है। माइक्रोग्रिड सामान्यतः तब प्रचालित होती है, जब ग्रिड से जुड़ी होती है, परंतु सबसे महत्वपूर्ण बात यह है कि यह राष्ट्रीय ग्रिड से अलग हो सकती है और स्वायत्त ढंग से प्रचालित हो सकती है। विशेष

रूप से संकट के समय जैसे तूफान आने अथवा पावर आउटेज या अन्य किसी कारण से स्थानीय ऊर्जा उत्पादन का इस्तेमाल कर इसका प्रचालन किया जा सकता है। माइक्रोग्रिड को वितरित जेनरेटरों, बैटरियों और सौर पैनल जैसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उपलब्ध कराई जा सकती है। इस बात के आधार पर कि इसका प्रवाह किस तरह से होता है और इसकी आवश्यकताओं को कैसे प्रबंधित किया जाता है, एक माइक्रोग्रिड अनिश्चित काल तक चलती रह सकती है। कॉमन कपलिंग के प्वाइंट (पीसीसी) पर ग्रिड से संबद्ध माइक्रोग्रिड, जो ग्रिड पर किसी भी प्रकार की समस्या न आने अथवा किसी अन्य कारण से असंबद्ध न होने की स्थिति में उसी प्रकार वोल्टेज का स्तर बनाए रखती है, जिस प्रकार से मुख्य ग्रिड। माइक्रोग्रिड न केवल आपातकालीन स्थितियों में ग्रिड के लिए बैक अप उपलब्ध कराती है, बल्कि इसका इस्तेमाल ऊर्जा लागत को घटाने अथवा स्थानीय संसाधनों को जोड़ने के लिए भी किया जा सकता है, जो अभिसामयिक ग्रिड इस्तेमाल के लिए अत्यधिक छोटे अथवा अविश्वसनीय होते हैं। माइक्रोग्रिड समुदायों को ऊर्जा की दृष्टि से अधिक स्वतंत्र और पर्यावरण अनुकूल बनाती है।

माइक्रोग्रिड की व्याख्या निम्नलिखित चार श्रेणियों में से किसी एक श्रेणी के रूप में की जा सकती है

- ऑफ ग्रिड माइक्रो ग्रिड, जिसमें अंतर्देशीय, दूरस्थ स्थल और अन्य माइक्रो ग्रिड प्रणालियां शामिल होती हैं, जो स्थानीय यूटिलिटी नेटवर्क से नहीं जुड़ी रहती हैं।
- कैपस माइक्रोग्रिड – जो किसी स्थानीय यूटिलिटी ग्रिड के साथ पूरी तरह से अंतः संबद्ध होती हैं, परंतु ग्रिड से पृथक् कुछ सेवा स्तर भी बनाए रखती हैं।
- सामुदायिक माइक्रोग्रिड – यूटिलिटी नेटवर्क के साथ एकीकृत।
- नैनोग्रिड – स्वतंत्र रूप से प्रचालन की क्षमता के साथ सबसे छोटे डिस्ट्रीट नेटवर्क यूनिटें निहित होती हैं।

### 13.6.1 इंपेडेंस इम्पूलेटर

यदि स्विच प्रणालियों के साथ कई इंडक्टर अथवा कैपेसिटर जुड़े होते हैं, तो ऐसे मामले में माइक्रोग्रिड प्रणालियों में पावर घटक में सुधार करने के लिए स्विच इंपेडेंस की आवश्यकता होती है। बैटरी से पावर लेने वाले इन्वर्टरों के परीक्षण के लिए एक मोटर जेनरेटर सेट के समान एक सॉलिड स्टेट जेनरेटर विकसित किया जाता है। इन इन्वर्टरों (इंक्विपमेंट अंडर टेस्ट - ईयूटी) को चर इंडक्टर, कैपेसिटर अथवा समान रेसिस्टर के साथ भार दिया जाता है। तथापि प्रतिरोधात्मक हानियों को कम करने के लिए और यहां तक कि हाई पावर घटक को बनाए रखने और ईयूटी पर निम्न टोटल हार्मोनिक डिस्टॉर्शन (टीएचडी) बनाए रखने के लिए एक आदर्श प्रणाली का विकास किया जा रहा है, जो एक इलेक्ट्रॉनिक मोटर जेनरेटर सेट के समान है। इसे माइक्रोग्रिड में एक पल्स विड्थ मॉड्युलेटेड पावर (पीडब्ल्यूएमपी) फैक्टर करेक्शन सिस्टम के रूप में भी परिणियोजित किया जा सकता है।

यह भली – भांति ज्ञात है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत देश भर में फैले हुए हैं। पवन विद्युत भारत के दक्षिणी और पश्चिमी भागों में उपलब्ध है, जबकि सौर विद्युत पूर्वी, पश्चिमी, केंद्रीय और पूर्वोत्तर भागों में उपलब्ध है। इसी प्रकार लघु जल विद्युत क्षमता की पहचान देश के हिमालयी और पूर्वोत्तर भागों में की गई है। इनके अलावा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत जैसे बायोमास क्षमता की भी पहचान कुछ भारतीय मेट्रो शहरों में की गई है।

देश की, विशेष रूप से विश्वसनीय ढंग से स्थायी ऊर्जा स्रोतों से विद्युतविहीन ग्रामीण भारतीय जनता की विद्युत मांग को पूरा करने के लिए ऑफग्रिड और ग्रिड संबद्ध मोड में अभिसामयिक और गैर अभिसामयिक ऊर्जा स्रोतों के संकर मिश्रण भारतीय परिप्रेक्ष्य में विद्युत के संभावित समाधान हैं। इन संसाधनों से विद्युत आवश्यकताओं की पूर्ति और राष्ट्रीय ग्रिड के साथ इनका एकीकरण एक बहुत ही चुनौतीपूर्ण मुद्दा है। इसमें लचीला प्रचलन और नियंत्रण, इंटरफेसिंग, भंडारण, उत्पादन / लोड पूर्वानुमान और नियामक मुद्दे शामिल हैं। यद्यपि भारत में हमने कुछ साधारण माइक्रोग्रिड (केवल एक अथवा दो संसाधनों वाले) का प्रचालन शुरू किया है, परंतु उनके उपयोग के लिए मुख्य रूप से विद्युत उत्पादन पर ही ध्यान केंद्रित किया जाता है और वहां अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों का अभाव है। अतः भारतीय विद्युत रहित क्षेत्रों के

विद्युतीकरण के लिए एक विश्वसनीय समाधान के रूप में नवीकरणीय ऊर्जा आधारित माइक्रोग्रिड की तत्काल आवश्यकता है।

भारत सरकार ने स्थायी नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से अधिक विद्युत उत्पादन के लिए एक सघन योजना तैयार की है। अतः इस क्षेत्र में गहन अनुसंधान करने के लिए भारत में एक आधुनिक स्टेट ऑफ द आर्ट माइक्रोग्रिड अनुसंधान अवसंरचना की नितांत आवश्यकता है।

### 13.7 संचार प्रणाली के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास

यद्यपि दूरसंचार क्षेत्र की शुरुआत तारयुक्त लाइनों पर ध्वनि के प्रसारण के साथ हुई थी, परंतु दूरसंचार कंपनियों में बड़े पैमाने पर मल्टीमीडिया, बेतार संचार आदि के रूप में अपना विवधीकरण किया है। विद्युत कंपनियों ने संचार प्रौद्योगिकी के क्षेत्र में उन्नति का लाभ उठाना शुरू कर दिया है। लोगों ने विशुद्ध रूप से विद्युत लाइनों पर अलग से पावर लाइन कैरियर कम्युनिकेशन (पीएलसीसी) विकसित करने के लिए अवश्य प्रयास किए, परंतु ये विद्युत नेटवर्क द्वारा प्रस्तावित इंफेडेंस की समस्याओं के चलते विफल हो गए। पावरग्रिड पहले से ही देश भर में संपूर्ण पारेषण प्रणाली के साथ-साथ फाइबर ऑप्टिक केबल नेटवर्क परिनियोजित करने की योजना बना रहा था। यह नोट किया जाना चाहिए कि विद्युत नेटवर्क देश भर में सर्वाधिक व्यापक रूप से फैला हुआ एक नेटवर्क है।

वैकल्पिक रूप से यह सुझाव दिया जाता है कि विद्युत कंपनियां (पारेषण और वितरण दोनों) अभीष्ट उपभोक्ताओं तक एचटी लाइनों के साथ-साथ फाइबर ऑप्टिक केबल डाल सकती हैं। ये केबल, एचटी केबलों के साथ-साथ बिछाई जा सकती हैं और यहां तक कि 11 केवी लाइनों और उसी केबल के साथ 3 फेज वाली लाइनों के साथ उसी ट्रेंच में उसी पोल पर डाला जा सकता है तथा विद्युत कंपनियों द्वारा उसका रखरखाव किया जा सकता है। ये कंपनियां इसका इस्तेमाल अपने स्वयं के डेटा संचार के लिए कर सकती हैं और एक निर्धारित अतिरिक्त मासिक आय के लिए अन्य केबल ऑपरेटरों को पट्टे पर दे सकती हैं। भारतीय दूरसंचार नियामक प्राधिकरण (ट्राई) वायरलेस रेडियो फ्रिक्वेंसी के लिए बैंडविड्थ को विनियमित करता है न कि फाइबर ऑप्टिक लाइनों के लिए। ये कंपनियां सभी नए मार्गों में पावर लाइनों के साथ-साथ लगभग 10 फाइबर ऑप्टिक लाइनें दोनों बिछाने के लिए अंडरग्राउंड पाइप भी डाल सकती हैं। टीवी, कंप्यूटर नेटवर्क, टर्मिनेशन के लिए उपलब्ध न होने की स्थिति में फाइबर ऑप्टिक मॉडम अथवा सेट टॉप बॉक्स इंटरफेस मॉड्यूल होने चाहिए, इसका स्वदेशी स्तर पर विकास किया जाना चाहिए। इससे शहर / कस्बा साफ – सुथरा दिखाई देगा, तार लटके हुए नहीं दिखाई देंगे, कई निकायों द्वारा सड़क को खोदने से बचाया जा सकेगा और कंपनियों के बीच अनुशासन भी पैदा होगा।

माइक्रोवेव टावर कुछ हद तक स्वास्थ्य समस्याएं भी पैदा करते हैं। इसके अलावा कई कंपनियां वाई-फाई के विकल्प के रूप में लाइटिंग बेस्ड फिल्ड इंटरफेस (एलआईएफआई) पर भी कार्य कर रही हैं। एलईडी का भी इस्तेमाल इसके पावरिंग करेंट पर सुपर इंफोज की गई एकल सूचना के संचार के लिए किया जा सकता है। ल्यूमेन आउटपुट में उतार-चढ़ाव का पता नहीं चलेगा। यह इनकैंडेसेंट बल्ब अथवा मेटल हैलाइड या सोडियम वेपर लैंप के साथ संभव नहीं है, क्योंकि इनका बैंडविड्थ बहुत कम है।

### 13.8 पर्यावरण के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास

विद्युत उत्पादन को अधिक स्वच्छ और सुरक्षित होने की आवश्यकता पहले इतनी अनविर्य कभी नहीं रही। विद्युत उत्पादन से जुड़े पर्यावरणीय और स्वास्थ्य संबंधी परिणाम महत्वपूर्ण मुद्दे हैं, साथ ही उत्पादित विद्युत की वहनीयता भी महत्वपूर्ण है। प्राथमिक ऊर्जा के रूप में विद्युत के उत्पादन का पर्यावरण पर कुछ-न-कुछ प्रभाव अवश्य पड़ता है। भारत में विद्युत क्षेत्र, देश में कार्बन डाई ऑक्साइड (CO<sub>2</sub>) का सबसे बड़ा उत्सर्जक क्षेत्र है, जिसकी हिस्सेदारी देश की कुल उत्सर्जन में लगभग आधे के बराबर है। भारत में CO<sub>2</sub> के कुल उत्सर्जन में विद्युत क्षेत्र के CO<sub>2</sub> उत्सर्जन की हिस्सेदारी एक तिहाई वैश्विक औसत की तुलना में अधिक है। ऐसी उच्चतर हिस्सेदारी का मुख्य कारण भारतीय विद्युत क्षेत्र की कोयले पर निर्भरता है।

ऐसी बहुत सी प्रौद्योगिकियां और प्रक्रियाएं हैं, जिनमें ग्रीन हाउस गैस (जीएचजी) को काफी हद तक घटाने की क्षमता मौजूद है। जलवायु परिवर्तन से जुड़ी समस्याओं से निपटने के लिए सर्वाधिक उपयुक्त पहल के रूप में भारत द्वारा स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकियों और नवीकरणीय ऊर्जा इस्तेमाल को अपनाया गया है।

इन सभी पद्धतियों के साथ, CO<sub>2</sub> के उत्सर्जन को कम करने के लिए अन्य उपायों का कार्यान्वयन किया जा सकता है। इनमें अनुसंधान और विकास; सूचना और सुरक्षा (जागरूकता के लिए); आर्थिक उपाय; नियामक उपाय; और स्वैच्छिक करार शामिल हैं। प्रत्येक कदम के कुछ लाभ और कुछ खामियां होती हैं और CO<sub>2</sub> को कम करने के लिए उनके अलग-अलग प्रभाव होते हैं। कम कार्बन उत्सर्जन विकल्प के रूप में नाभिकीय और नवीकरणीय प्रौद्योगिकियों की आवश्यकता है। भारतीय कोयले में उच्च ऐश मात्रा के कारण ऑक्सी फ्यूलिंग और दहन के पश्चात CO<sub>2</sub> कैप्चर भारत के लिए उपयुक्त विकल्प होंगे। कोयला आधारित आईजीसीसी प्लांट में दहन पूर्व CO<sub>2</sub> कैप्चर के लिए भारतीय कोयले की गुणवत्ता को ध्यान में रखते हुए प्रौद्योगिकी के अनुकूलन की आवश्यकता होगी। CO<sub>2</sub> कैप्चर प्रौद्योगिकियों के साथ कोल पावर प्लांटों की रिट्रोफिटिंग स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकी का लक्ष्य हासिल करने के लिए एक विकल्प हो सकता है।

निम्नलिखित प्रौद्योगिकी दृष्टि से तैयार पद्धतियों के विकास हेतु प्रयास किए जा रहे हैं:

1. ऐश वाटर के क्वथनांक (pH) को घटाने के लिए CO<sub>2</sub> का इस्तेमाल
2. मोडीफाइड अमाइन सॉल्यूशन द्वारा CO<sub>2</sub> इन कैप्चर
3. CO<sub>2</sub> कैप्चर के लिए प्रेशर स्विंग एब्जॉर्प्शन (पीएसए) प्रक्रिया का विकास और CO<sub>2</sub> का उपयोगी उत्पादों के रूप में परिवर्तन

पीएसए प्रजातियों के आणविक गुणधर्मों के अनुसार दाब के तहत गैसों के किसी मिश्रण से कुछ गैस प्रजातियों को अलग करने और किसी एब्जॉर्बेंट सामग्री के साथ एफिनीटी के लिए इस्तेमाल की जाने वाली एक प्रौद्योगिकी है। आणविक चलनी के रूप में विशिष्ट एडजॉस्टिव सामग्री (अर्थात् जिओलाईट) का इस्तेमाल किया जाता है, प्राथमिक रूप से उच्च दाब पर लक्षित गैस प्रजातियों को अवशोषित करने के लिए इसका इस्तेमाल होता है। फिर इस प्रक्रिया को अवशोषित सामग्री को अलग करने के लिए कम दाब पर पूरा किया जाता है।

नए और उभरते हुए पर्यावरणीय मुद्दों, ट्रांसमिशन वोल्टेज के उन्नयन के विशेष संदर्भ में मानव जाति पर विद्युत चुंबकत्व (ईएम) के प्रभाव, पारिस्थितिकी डिजाइन और ऊर्जा दक्ष पावर ट्रांसफॉर्मरों, अपशिष्ट जल उपचार और रिसाइक्लिंग प्रौद्योगिकियों के विकास, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> और मर्करी के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रौद्योगिकियों को ध्यान में रखते हुए थर्मल पावर स्टेशनों में स्वच्छ वातावरण तंत्र, ऐश की गुणवत्ता के लिए डेटाबेस तैयार करना, उन्नत ऐश प्रबंधन योजनाएं, स्थायी कोयला आधारित विद्युत उत्पादन ऐसे कुछ क्षेत्र हैं, जहां स्थायी विकास के लिए और पर्यावरण में सुधार के लिए अनुसंधान एवं विकास गतिविधियां आवश्यक हैं।

### 13.9 परीक्षण और अधिप्रमाणन के लिए अवसंरचना

"मेक इन इंडिया", "स्टार्ट अप इंडिया" आदि जैसी भारत सरकार की महत्वाकांक्षी योजनाओं के लिए सहायता प्रदान करने के प्रयोजन से और भारत में विनिर्मित उत्पादों की गुणवत्ता एवं विश्वसनीयता बनाए रखने की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए अवसंरचना विकास तथा क्षेत्रीय परीक्षण प्रयोगशाला की स्थापना करने की आवश्यकता है, जिससे कि भारत में गुणवत्ता युक्त विद्युत उत्पादों का उत्पादन करने के लिए लघु एवं मध्यम उद्यमों को सहायता दी जा सके। सीपीआरआई में विद्युत उत्पादों के परीक्षण और अधिप्रमाणन के लिए पर्याप्त सुविधाएं उपलब्ध हैं और भारत सरकार परीक्षण के लिए अवसंरचना विकास हेतु सहायता प्रदान करती रही है। तथापि, भारत में अभी भी कुछ ऐसी परीक्षण आवश्यकताएं हैं, जो

वर्तमान में न तो सीपीआरआई में और न ही निजी क्षेत्र की प्रयोगशालाओं में उपलब्ध हैं। विनिर्माताओं और विद्युत कंपनियों के साथ चर्चा के आधार पर निम्नलिखित की पहचान नए क्षेत्रों के रूप में की गई है, जिनके लिए वर्ष 2017-27 के दौरान चरणबद्ध ढंग से परीक्षण सुविधाएं स्थापित करने की आवश्यकता है:

**(क) विद्युत उपस्करों / उपकरणों / प्रणालियों का परीक्षण  
कैपेसिटर बोल्टेज ट्रांसफॉर्मर का परीक्षण**

- सहायक उपकरण के लिए दाब परीक्षण (cl.7.2.9 of IEC 61869-5:2011)
- कैरियर फ्रिक्वेंसी एसेसरिज के लिए टाइप परीक्षण (cl.7.2.505 of IEC 61869-5:2011)
- कैरियर फ्रिक्वेंसी एसेसरिज के लिए टाइप परीक्षण (cl.7.3.502 of IEC 61869-5:2011)
- मेकैनिकल परीक्षण (cl.7.4.5 of IEC 61869-5:2011 std) – सुदृढ़ किया जाए।
- कम और उच्च तापक्रम पर सहायक उपकरणों का कठोरता परीक्षण (cl.7.4.7 of IEC 61869-5:2011) गैस ड्यू प्वाइंट (cl.7.4.8 of IEC 61869-5:2011 std) –

अगले पांच वर्षों में निम्नलिखित सुविधाओं को उन्नत बनाने की भी आवश्यकता है।

- बोल्टेज ट्रांसफॉर्मर पर तापक्रम वृद्धि परीक्षण सुविधा का उन्नयन
- एलवी स्विचगियर के लिए विद्युत सक्षमता और अधिभार परीक्षण सुविधाओं का 2000A, 660V तक सुदृढ़ीकरण और आईईसी मानकों के अनुसार एलटी और एचटी स्विचगियर के लिए अभियांत्रिकीय सक्षमता परीक्षण सुविधा का उन्नयन।
- आईईसी 61439-1 और 2 के अनुसार एलटी स्विचबोर्ड के लिए तापक्रम वृद्धि परीक्षण हेतु मल्टीपल करेंट इंजेक्शन सेट
- 800 केवी, 20 केजे इंपल्स जेनरेटर के लिए इंपल्स एनालाइजिंग सिस्टम।
- 5 एमवीए, 33/11 केवी रेटिंग तक ट्रांसफॉर्मरों पर दैनिक परीक्षण और विशेष परीक्षण करने के लिए मोबाइल परीक्षण सुविधा।
- एमसीसीबी, एमसीबी, स्विच और कनेक्टरों के लिए डीसी परीक्षण सुविधा।
- शॉर्ट सर्किट परीक्षण के लिए ट्रांजिएंट रिकॉर्डर
- लोड ब्रेक स्विच, डिसकनेक्टर, एचटी / एलटी कांटेक्टर आदि पर लो करेंट इंटरप्शन टेस्ट के लिए परीक्षण सुविधा।
- बैक-टू-बैक कैपेसिटर बैंक ब्रेकिंग करेंट और रश ब्रेकिंग तथा आईईसी 62271-100 के अनुसार करेंट तैयार करने के लिए कैपेसिटर स्विचिंग टेस्ट के लिए परीक्षण सुविधा।
- हाई वोल्टेज स्टेशन टेस्टिंग ट्रांसफॉर्मर 245 kV, सिंगल फेज – तीन।
- मेक स्विच 17.5 kV, 265 kA<sub>pk</sub>.
- 33 केवी सब-स्टेशन में 33 केवी साईड पर ऑटोमैटिक पावर फैक्टर कंट्रोलर

**ख) इंसुलेटरों का मूल्यांकन**

- पॉलीमरिक इंसुलेटर का आयु परीक्षण
- 400 केवी तक के इंसुलेटरों के लिए सॉलिड लेयर परीक्षण सुविधा
- 220 केवी और 400 केवी इंसुलेटरों पर फ्लैशओवर परीक्षण

**ग) कंपोजिट इंसुलेटर स्टीप फ्रंट इंपल्स परीक्षण****घ) पीएमयू परीक्षण और अधिप्रमाणन**

राष्ट्र के लिए पीएमयू प्रौद्योगिकी के क्षेत्र में गहन अनुसंधान कार्य आवश्यक है। महत्वपूर्ण एवं आवश्यक अनुसंधान क्षेत्रों में फेजर मेजरमेंट यूनिट (पीएमयू) के अधिकतम नियोजन के लिए स्थिति का मूल्यांकन, एलगोरिदम का विकास, स्थिर अवस्था और गतिशील स्थितियों में फेजर मेजरमेंट यूनिट का अंशशोधन, वोल्टेज स्थिरता की निगरानी, फेज ऐंगल की निगरानी, आवृत्ति निगरानी, इंटर एरिया ऑस्सीलेशन मॉनिटरिंग, फाल्ट का पता लगाना, कंट्रोलर का विकास, व्यापक क्षेत्र संरक्षण योजनाओं का विकास, उपचारात्मक कार्य योजनाएं (आरएएस) / प्रणाली एकीकृत संरक्षण योजनाएं शामिल हैं।

आईईईई सी 37.118.1, 2011, आईईईई सी 37.118.1ए, 2014, आईईईई सी 37.242, 2013 के अनुसार निष्पादन परीक्षण के लिए सुविधाओं को बेहतर करने की आवश्यकता है।

**ड.) सब-स्टेशन का स्वचालन**

सबस्टेशनों के स्वचालन के क्षेत्र में निम्नलिखित सुविधाओं पर विचार करने की आवश्यकता है।

- सबस्टेशनों में प्रयुक्त स्विचों के लिए आईईसी 61850 और प्रक्रिया बस उपकरणों के लिए समरूपता परीक्षण सुविधा
- वितरित ऊर्जा संसाधन (डीईआर) प्रणाली, सब-स्टेशन से सब-स्टेशन और सब-स्टेशन से केंद्रीय नियंत्रण प्रणालियों तथा उपकरणों के लिए संचार प्रोटोकॉल समरूपता परीक्षण सुविधाएं।
- साइबर सुरक्षा समरूपता और मूल्यांकन के लिए परीक्षण सुविधा।

इसमें मर्जिंग यूनिटों, स्विच, सब-स्टेशन और नियंत्रण केंद्रों के लिए आईईसी 61850 आवश्यकताओं के अनुसार ऑप्टिकल सीटी और पीटी नमूना उपकरण (मर्जिंग यूनिट) और सॉफ्टवेयर आधारित समरूपता परीक्षण टूल शामिल हैं।

**च) इलेक्ट्रिक पावर केबल**

- 765 केवी तक की परीक्षण सुविधाओं के लिए पावर केबल प्रयोगशाला की स्थापना।
- 900 kV तक के रिएक्टर मॉड्यूल का उन्नयन।
- कपलिंग, कैपेसिटर, ड्राइवर आदि जैसे सहायक उपकरणों के साथ 765 केवी तक के रेटेड परीक्षण उपकरणों के लिए पार्सियल डिस्चार्ज प्रयोगशाला की स्थापना।
- डीसी केबल के लिए उपयुक्त इंसुलेशन सामग्री का विकास।
- सुपर इंपोजीशन टेस्ट और पोलर रिवर्सल टेस्ट जैसी परीक्षण सुविधाओं की स्थापना।

**छ)** ट्रांसफॉर्मर, मोटर, फाल्ट लिमिटर आदि के परीक्षण के लिए सुपर कंडक्टिंग इलेक्ट्रिकल एपरेटस प्रयोगशाला की स्थापना।

**ज)** सुपरकंडक्टिंग मैग्नेटिक एनर्जी स्टोरेज डिवाइसेज, मोटर, ट्रांसफॉर्मर आदि जैसे हाई टेंपरेचर सुपर कंडक्टिंग आधारित विद्युत उपकरणों के लिए क्रायोजेनिक प्रणालियों के परीक्षण और मूल्यांकन हेतु सुविधाओं का सृजन।

**झ) सुचालकों का मूल्यांकन**

- क्रीप परीक्षण (बढ़ा हुआ तापक्रम)
- सैग टेंशन परफॉर्मेंस
- तापक्रम चक्र परीक्षण
- बढ़े हुए तापक्रम पर कोर तथा स्टैंडेड कंडक्टर पर स्ट्रेस-स्ट्रेन परीक्षण

- स्ट्रैंडेड कंडक्टर पर उच्च तापक्रम सक्षमता और क्रीप परीक्षण।

उपर्युक्त परीक्षण सुविधाओं के अलावा "मेक इन इंडिया", "स्टार्ट अप इंडिया" आदि जैसी भारत सरकार की महत्वाकांक्षी योजनाओं के लिए सहायता प्रदान करने के प्रयोजन से केंद्रीय विद्युत अनुसंधान संस्थान के अंतर्गत और अधिक क्षेत्रीय परीक्षण और अनुसंधान प्रयोगशालाओं तथा इंक्यूबेशन केंद्रों की स्थापना करने की आवश्यकता है। क्षेत्रीय प्रयोगशालाएं ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों द्वारा प्रस्तुत किए जा रहे अवसरों का लाभ उठाने के लिए बहुत सी माइक्रो ग्रिड परियोजनाओं की स्थापना में भी सहायता प्रदान कर सकती हैं। ये केंद्र सरकारी कार्यक्रमों के पूरक के रूप में कार्य कर सकते हैं, जिनसे सभी को, विशेष रूप से ग्रामीण क्षेत्र में 24 X 7 विद्युत उपलब्ध कराने की अपेक्षा है।

भारतीय विद्युत क्षेत्र की वृद्धि के लिए यथा परिकल्पित परियोजनाओं के तेजी से कार्यान्वयन के लिए नई क्षेत्रीय परीक्षण और अनुसंधान प्रयोगशालाओं की स्थापना के लिए पर्याप्त मात्रा में निधि उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

### 13.10 प्रौद्योगिकी प्रबंधन में चुनौतियां

भारत सरकार की योजनाओं के पूरक के रूप में एक प्रभावी और वाणिज्यिक दृष्टि से व्यवहार्य आर एंड डी कार्यक्रम के प्रशासन हेतु कुछ चिंताएं अवश्य हैं। इनमें से कुछ पहलू निम्नानुसार हैं :

#### 13.10.1 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास के प्रबंधन में सीपीआरआई की भूमिका

देश के लिए विद्युत और ऊर्जा क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों को बढ़ावा देने और उनके क्रियान्वयन में सीपीआरआई एक महत्वपूर्ण भूमिका अदा करता है। सीपीआरआई की गतिविधियों के अनुसंधान एवं विकास घटक का अपेक्षाकृत अधिक बलपूर्वक विस्तार किए जाने और इस पर जोर दिए जाने की आवश्यकता है। इसके लिए नीतियों में उपयुक्त संशोधन करने की आवश्यकता है। अनुसंधान एवं विकास, परीक्षण और अधिप्रमाणन तथा गुणवत्ता आश्वासन के तहत कार्यकलापों का आंतरिक रूप से उचित ढंग से निर्धारण करना भी आवश्यक है। देश के लिए उपयुक्त और अनुकूल गतिविधियों का प्रभावी ढंग से क्रियान्वयन करने के लिए उपयुक्त अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना का सृजन और उन्हें सुदृढ़ करने का कार्य आगे किया जाना है। सीपीआरआई में अलग से अनुसंधान एवं विकास ढांचा होना चाहिए, जहां सभी पणधारकों की जरूरतों के अनुसार महत्वपूर्ण और भावी प्रौद्योगिकियों पर सघन अनुसंधान करने के लिए विशिष्ट अवसंरचना और विशेषज्ञ जनशक्ति उपलब्ध हो।

आपसी संपर्क और सहक्रिया बढ़ाने तथा महंगी अवसंरचना की पुनरावृत्ति को रोकने के लिए सीपीआरआई को शिक्षा जगत और अनुसंधान एवं विकास संगठनों तथा इसरो, बीएआरसी और सीएसआईआर जैसे अग्रणी संस्थानों के साथ लगातार बातचीत करते रहना चाहिए। सीपीआरआई का सुदृढीकरण किया जाना चाहिए, इसके लिए शिक्षा जगत, उद्योग जगत और कंपनियों को शामिल करते हुए कंसोर्टियम मोड में अनुसंधान एवं विकास पर बल देना चाहिए।

अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं के माध्यम से किए जाने वाले शैक्षणिक और अनुसंधान कार्यक्रमों के मार्गदर्शन के लिए एक विशेषज्ञ आधार तैयार करने हेतु विशेषज्ञ परामर्शदाताओं और विजिटिंग प्रोफेसरों को शामिल करने के लिए, सीपीआरआई की योजना का प्रभावी ढंग से लाभ उठाया जाना चाहिए। अनुसंधान एवं विकास के लिए महत्वपूर्ण विशेषज्ञता का लाभ उठाने हेतु राष्ट्रीय ज्ञान नेटवर्क (एनकेएन) के आधार का इस्तेमाल करते हुए सीईए, आईआईटी, एनआईटी, पीएसयू, एमएनसी, पीआईओ और निजी क्षेत्र से विद्युत और ऊर्जा विशेषज्ञों का एक राष्ट्रीय डेटाबेस तैयार किया जाए।

वैश्विक मानकों तक पहुंचने के लिए 'उत्कृष्टता के विजन' का लक्ष्य प्राप्त करने के लिए सीपीआरआई द्वारा अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों पर अंतर्राष्ट्रीय सहयोग के लिए बहुत तेजी से कार्य किया जाना चाहिए, जिसमें उन्नत एवं विकसित देशों के उत्कृष्टता केंद्रों के साथ सहयोग व्यवस्थाएं शामिल हों।

### 13.11 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास में सुधार के लिए पहल

#### 13.11.1 मौजूदा टी एंड डी प्रणाली संघटकों का विश्वसनीयता और परिसंपत्ति प्रबंधन:

चूंकि भारत 1200 kV पारेषण प्रणाली के लिए योजना बना रहा है, अतः 400 kV श्रेणी तक के उपकरणों और मौजूदा प्रणालियों की विश्वसनीयता के लिए एक प्रमाणिक डेटाबेस की आधारभूत आवश्यकता होगी। हमारे पास विद्युत प्रणाली में जो उपकरण मौजूद हैं, वे लगभग 50 वर्ष अथवा उससे अधिक पुराने हैं, परंतु संतोषजनक ढंग से कार्य कर रहे हैं। विभिन्न विद्युत कंपनियों और विनिर्माताओं के बीच एक संयुक्त अध्ययन के रूप में भारतीय प्रणालियों का एक राष्ट्रीय नैदानिक और विश्वसनीयता मूल्यांकन हमें अपार ज्ञान आधार और अधिगम आधार उपलब्ध कराएगा, क्योंकि हम पारेषण और संबद्ध उपकरणों के उच्चतर और उत्तरोत्तर स्तरों की ओर बढ़ रहे हैं।

#### 13.11.2 राष्ट्रीय मिशन के अंतर्गत वैश्विक स्तर पर मान्यता प्राप्त 'उत्कृष्टता केंद्र' के सृजन की आवश्यकता

विभिन्न क्षेत्रों और विभिन्न पणधारकों की अनुसंधान एवं विकास आवश्यकताओं की पहचान करना और चिह्नित किए गए तकनीकी क्षेत्रों में विभिन्न चुनिंदा संगठनों में राष्ट्र भर में 'उत्कृष्टता केंद्रों' के सृजन की आवश्यकता है। यह राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास प्राथमिकता होनी चाहिए। विशेषज्ञों की सक्षमता का स्तर, अवसंरचना की उत्कृष्टता, किए जाने वाले अनुसंधान कार्यक्रमों की गुणवत्ता, आउटपुट की गुणवत्ता, आईपीआर आदि को प्रोत्साहन देकर इन्हें बढ़ावा दिया जाए।

सीपीआरआई को विद्युत क्षेत्र के लिए अग्रणी अनुसंधान एवं विकास संगठन होने के नाते कई क्षेत्रों जैसे कि 'विद्युत अनुप्रयोगों के लिए उन्नत पॉलीमर', 'इलेक्ट्रिकल इंसुलेशन मैटेरियल एंड प्रोसेस', 'विद्युत प्रणाली विश्लेषण' और 'विद्युत प्रणाली संघटकों के लिए उन्नत नैदानिकी' में 'उत्कृष्टता केंद्रों' के परिवर्तन और सृजन की दिशा में कार्य करना चाहिए।

#### 13.11.3 राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रम

विद्युत मंत्रालय के दो राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रम अर्थात् आरएसओपी और एनपीपी, जिनका कार्यान्वयन केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) के परामर्श से सीपीआरआई के माध्यम से किया जा रहा है, ने विद्युत कंपनियों, शिक्षा जगत, अनुसंधान एवं विकास संगठनों और विनिर्माताओं के अनुसंधान एवं विकास प्रयासों को महत्वपूर्ण गति प्रदान की है। इन्होंने पिछली कुछ समयावधि के दौरान कई संगठनों में अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना तैयार करने में उल्लेखनीय सहायता प्रदान की है।

वित्तीय सहायता प्राप्त अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं के चयन, निगरानी और समीक्षा के लिए दिशानिर्देश और कार्य प्रणाली को ऑनलाइन किए जाने की आवश्यकता है तथा इनकी निगरानी आईटी सक्षम अनुसंधान एवं विकास प्रबंधन प्रणाली के माध्यम से की जाए। इसके अलावा राष्ट्रीय स्तर पर वित्तीय सहायता प्राप्त सभी प्रमुख परियोजनाओं का एक राष्ट्रीय 'अनुसंधान एवं विकास परियोजना डिजिटल डेटाबेस' बनाया जाए, जो अनुसंधान एवं विकास उद्देश्यों को पूरा करने में सहायता प्रदान करेगा। प्राथमिक रूप से सीपीआरआई में और राष्ट्रीय महत्व के अन्य महत्वपूर्ण अनुसंधान एवं विकास केंद्रों में भी एक उपयुक्त ऑनलाइन अनुसंधान एवं विकास प्रबंधन प्रणाली स्थापित करने की आवश्यकता है।

#### 13.11.4 सक्षमता मैपिंग और सक्षमता पोषण (संवर्धन)

भारत के पास विश्व में सबसे बड़ा वैज्ञानिक और प्रौद्योगिकी पूल मौजूद है। उनमें से कई राष्ट्रीय और अंतर्राष्ट्रीय स्तर के विशेषज्ञ हैं। विभिन्न क्षेत्रों में देश की विशेषज्ञता को वर्गीकृत करने के लिए विशेषज्ञों और संगठनों के सक्षमता स्तर और सक्षमता क्षेत्रों का वैज्ञानिक ढंग से मापन करने की आवश्यकता है। यह किसी भी दी गई अनुसंधान एवं विकास परियोजना

के लिए बेहतर वैज्ञानिक इनपुट उपलब्ध कराने में सहायक होगा। 'सक्षमता मैपिंग के लिए मापन मैट्रिक्स' तैयार की जाए और विशेषज्ञ तथा विशेषज्ञ संगठनों का मूल्यांकन इसमें विनिर्दिष्ट शर्तों और मानकों के अनुसार किया जाए। यह विभिन्न क्षेत्रों में देश की विशेषज्ञता और विशेषज्ञों की स्वयंभू रेटिंग तैयार करने के बजाय 'देश के विशेषज्ञ संसाधनों का एक ज्ञान बैंक' बनाने में सहायक होगा। इस प्रकार प्रशिक्षण के माध्यम से ज्ञान उन्नयन अपेक्षाकृत अधिक ढांचागत तरीके से किया जाए और उसका मापन किया जाए। भारत के प्रमुख तकनीकी सक्षमता क्षेत्र, विभिन्न अनुसंधान एवं विकास संगठनों का सक्षमता स्तर, विशेषज्ञों का सक्षमता स्तर आदि को सुधार के प्रयोजन से प्रलेखित किया जा सकता है।

सीपीआरआई, सीएसआईआर, डीआरडीओ की प्रयोगशालाएं, जो कई अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों से जुड़ी हुई हैं, विभिन्न क्षेत्रों में संगठनों की महत्वपूर्ण सक्षमताओं का मूल्यांकन कर काफी लाभ उठा सकती हैं और उनके अपने चिह्नित किए गए महत्वपूर्ण सक्षमता क्षेत्रों में 'उत्कृष्टता केंद्रों' के सृजन और निगरानी के लिए एक वैज्ञानिक आधार बन सकती हैं। यह एक राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास मिशन परियोजना बनाने जैसा हो सकता है।

### 13.11.5 विद्युत ऊर्जा के क्षेत्र में 'ज्ञान अकादमी'

विद्युत क्षेत्र में अर्हता प्राप्त और सक्षम तकनीकी और वैज्ञानिक कार्यबल का एक 'पूल और एक लगातार उपलब्ध शृंखला' उपलब्ध कराने की आवश्यकता है। नए और अनुभवी इंजीनियरों को विद्युत क्षेत्र पर ढांचागत पाठ्यक्रम प्रशिक्षण उपलब्ध कराने के लिए एक 'सीपीआरआई अकादमी' स्थापित करने की तत्काल आवश्यकता है, जो देश के प्रौद्योगिकी आधार में अपना अहम योगदान देगी। यह एक स्वायत्त विश्वविद्यालय के रूप में हो सकती है, जो इंजीनियरों को आधारभूत स्तर के साथ-साथ उन्नत स्तर के सैद्धांतिक और व्यवहारित पाठ्यक्रम उपलब्ध कराएगा। देश में सॉफ्टवेयर से संबंधित कैरियर का विकल्प चुनने वाले अधिक से अधिक इंजीनियरों के साथ-साथ इस डोमेन का पर्याप्त ज्ञान रखने वाले कुशल और व्यवहारिक विद्युत इंजीनियरों की नितांत आवश्यकता है।

### 13.11.6 राष्ट्रीय स्तर की प्रयोगशालाओं में बौद्धिक संपदा प्रबंधन (आईपीआर) प्रकोष्ठ

वैज्ञानिकों और प्रौद्योगिकीविदों के बीच आईपीआर से संबंधित जागरूकता को बढ़ावा देने की अत्यधिक जरूरत है। राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास संगठनों के उद्देश्यों और जरूरतों के अनुरूप आईपीआर नीतियों और प्रक्रियाओं के साथ एक 'आईपीआर सेल' गठित करने की आवश्यकता है। आईपीआर सेल का प्रबंधन ऐसे विशेषज्ञों द्वारा किया जाना चाहिए, जिन्हें संगठन में वैज्ञानिकों को प्रशिक्षित करने, आईपीआर लक्ष्य निर्धारित करने और संगठन के नवाचारी प्रबंधन को सुकर बनाने में कुशलता प्राप्त हो।

### 13.11.7 विघटनकारी प्रौद्योगिकियों के क्षेत्र में बड़ी परियोजनाएं शुरू करना

प्रौद्योगिकी उन्नति में विघटनकारी प्रौद्योगिकियां भी तेजी से बढ़ रही हैं। सभी आशातीत विकास सामग्री / प्रणाली विकास के माध्यम से संभव हुआ है। विद्युत क्षेत्र में इस श्रेणी की बहुत ही कम अनुसंधान एवं विकास परियोजनाएं की गई हैं। सुपर कंडक्टर आधारित फाल्ट करेंट लिमिटर और ट्रांसफॉर्मर जैसी बड़ी परियोजनाएं काफी लंबे समय से अनुसंधान मोड में चल रही हैं, साथ ही दहन प्रक्रिया, गैसीकरण प्रक्रिया, नैनो प्रौद्योगिकी, उच्च तापक्रम स्टील आदि के क्षेत्र में भी अनुसंधान चल रहा है। सीपीआरआई तुलनात्मक रूप से बड़े पैमाने पर एनपीपी योजना के अंतर्गत इनमें से कई क्षेत्रों में एक सुनियोजित बड़ी अनुसंधान योजना का समन्वयन कर सकता है। 'वायरलेस पावर ट्रांसमिशन' विद्युत क्षेत्र में व्यापक प्रभाव के साथ सहयोगात्मक परियोजना के रूप में शुरू की जाने वाली एक अन्य क्रांतिकारी ब्रेकथ्रू अनुसंधान एवं विकास परियोजना है।

### 13.11.8 नए / स्वदेशी स्तर पर विकसित विद्युत उत्पादों को बाजार में उतारने के लिए सहूलियत

विद्युत क्षेत्र के संदर्भ में स्वदेशी स्तर पर विकसित कई उत्पादों, विशेष रूप से ऐसे उत्पाद जिनमें अच्छा खासा विकासात्मक निवेश शामिल होता है, को अंतिम प्रयोक्ता द्वारा विनिर्दिष्ट न्यूनतम अवधि में उपस्कर के निष्पादन से संबंधित अर्हक आवश्यकताओं के रूप में प्रवेश संबंधी बाधाएं झेलनी पड़ती हैं। यद्यपि यह समस्या नए उत्पादों की

विश्वसनीयता को लेकर चिंता के फलस्वरूप उत्पन्न होता है, फिर भी यह स्वदेशी विकास को गति प्रदान करता है। उत्पाद विकासकर्ताओं द्वारा प्रयोक्ताओं के हितों की रक्षा आस्थगित भुगतान, विस्तारित गारंटी अथवा बीमा सुरक्षा के माध्यम से की जा सकती है ताकि उत्पाद के असफल होने की स्थिति में उन्हें क्षतिपूर्ति की जा सके। इसके अलावा स्वदेशी उत्पादों के विकास को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। इसके लिए विकासकर्ताओं को बिना किसी लागत आधार पर अपने उत्पादों का क्षेत्रीय परीक्षण करने का मौका दिया जाना चाहिए। राष्ट्रीय स्तर पर अनुसंधान एवं विकास प्रयासों को बढ़ावा देने के लिए इस पर विचार किया जाए।

स्वदेशी स्तर पर अनुसंधान एवं विकास के माध्यम से विकसित उत्पादों के वाणिज्यिकरण के लिए प्रोत्साहन प्रदान करने हेतु एक स्पष्ट नीति / दिशानिर्देश तैयार करने की आवश्यकता है। अन्य प्रोत्साहनों के साथ-साथ यह प्रोत्साहन वाणिज्यिकरण की तारीख से कम-से-कम पांच वर्ष की अवधि के लिए उत्पाद शुल्क में छूट के रूप में भी हो सकता है।

### 13.11.9 अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना का सुदृढीकरण

राष्ट्रीय स्तर पर अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना का सुदृढीकरण विशेष रूप से विकास के लिए / वाणिज्यिकरण के चक्र को न्यूनतम करने के उद्देश्य से आदिरूपों के टाइप परीक्षण के लिए विशेष सुविधाओं के रूप में किए जाने की आवश्यकता है। कई मामलों में उपभोक्ता विदेशी परीक्षण रिपोर्टों को प्राथमिकता देते हैं, क्योंकि देश में पर्याप्त सुविधाएं मौजूद नहीं हैं। कमियों की पहचान करने के लिए उद्योग और कंपनी फोरमों के माध्यम से एक राष्ट्र लेखापरीक्षा संचालित की जाए और अंतराल को दूर करने के लिए प्रयास किए जाने चाहिए।

### 13.11.10 अनुसंधान एवं विकास तंत्र

भावी ऊर्जा चुनौतियों को दूर करने के लिए नवाचारी प्रौद्योगिकियों के क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास हमेशा से ही महत्वपूर्ण रहा है। प्रभावी अनुसंधान एवं विकास (आर एंड डी) रणनीतियां और कार्यक्रम तैयार करने में सुदृढ उपकरणों को लागू करने की आवश्यकता और क्षमता तेजी से महत्वपूर्ण होती जा रही हैं। ऊर्जा प्रौद्योगिकी विश्लेषण, अनुसंधान एवं विकास प्राथमिकता निर्धारण एवं अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों के लाभों का मूल्यांकन करने के लिए विश्लेषणात्मक पहलों के विकास और परिष्करण को बढ़ावा देना आज के युग की आवश्यकता बन गया है।

आधुनिक अनुसंधान एवं विकास का प्रबंधन जटिल है और इसके लिए अपने संगठन की महत्वपूर्ण सामर्थ्य एवं क्षमता का इस्तेमाल करने के अलावा शैक्षणिक जगत, अनुसंधान एवं विकास संस्थानों, सरकार आदि के साथ विशिष्ट, परंतु बहु-आयामी अंतरापृष्ठ बनाना आवश्यक है। इसके साथ-साथ अनुसंधान एवं विकास प्रबंधन सुसंगठित होना चाहिए। उपर्युक्त के अनुरूप निम्नलिखित अनुसंधान एवं विकास रणनीति अपनाने का प्रस्ताव है :

### 13.11.11 अनुसंधान एवं विकास प्लेटफॉर्म

अंतर्राष्ट्रीय समन्वय और सहयोग के लिए ऐसे प्लेटफॉर्म अनुसंधान एवं विकास के क्षेत्र में निवेश की प्रभावशीलता बढ़ा सकते हैं। इनमें निम्नलिखित शामिल हैं :

- प्रौद्योगिकी हस्तांतरण तंत्र;
- प्रौद्योगिकी और सर्वोत्तम पद्धतियों दोनों के क्षेत्र में सूचना साझा करना;
- अनुसंधान एवं विकास के लिए दृष्टिकोण में सुधार करने हेतु प्रदर्शन परियाजनाओं के लिए अंतर्राष्ट्रीय समर्थन ;
- अन्य देशों के साथ इंटरनेट और शोधकर्ताओं का आदान-प्रदान शुरू करना;
- अनुसंधान एवं विकास उपस्कर, उपकरण और सामग्री के लिए अंतर्राष्ट्रीय प्रदर्शनी;
- नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के क्षेत्र में सूचना एकत्रित करने और सूचना के प्रसार के लिए सूचना साझाकरण प्रणालियां; और
- अंतर्राष्ट्रीय सहयोग सर्वोत्तम पद्धतियों और सीखे गए पाठों के बारे में सूचना के आदान-प्रदान सहित अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों से लाभों को कई गुणा बढ़ाने, सूचना के आदान-प्रदान के लिए कई अवसर प्रदान कर सकता है।

**13.11.12 अनुसंधान एवं विकास के लिए नीतियां**

- एक बहु- अनुशासनिक पहल पर आधारित एकीकृत अनुसंधान एवं विकास योजनाएं तैयार करना। एक सु-एकीकृत अनुसंधान एवं विकास योजना यह सुनिश्चित करेगी कि प्रस्तावित कार्यक्रम सांस्कृतिक दृष्टि से उपयुक्त हैं, चालू और योजनाबद्ध संसाधन विकास प्रतिबिंबित करेगी और ऊर्जा नीति पर चर्चा करने के लिए समुदायों को शामिल करेगी;
- ऊर्जा उद्योग में निजी क्षेत्र की पूंजी आकर्षित अथवा संचालित करने के प्रयोजन से ऊर्जा मूल्य निर्धारण तंत्र को संतुलित बनाने के लिए जीवाश्म ईंधन सब्सिडी हटाना;
- एक ज्ञान कार्यबल के सृजन हेतु कौशल और क्षमताओं के विकास के फलस्वरूप ऊर्जा सक्षमता कार्यक्रम सफल होते हैं, स्वच्छ प्रौद्योगिकियों का उचित प्रचालन और रख-रखाव संभव होता है;
- अनुसंधान एवं विकास के लिए जहां तक संभव हो, प्रायः दीर्घकालिक निधियन (उदाहरण के लिए 5 – 10 वर्ष की अवधि के लिए) उपलब्ध कराना।
- अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों की निगरानी और मूल्यांकन के फलस्वरूप आवश्यक होने पर निधियन के स्तरों और रणनीतियों का समय पर समायोजन करने में सक्षम होना; और
- कम टैरिफ के माध्यम से विद्युत के लिए छूट प्रदान करने के अलावा ऊर्जा कुशल उपकरणों की खरीद के लिए सहायता और छूट प्रदान करने हेतु भी नीति बनाई जानी चाहिए।

**13.11.13 अनुसंधान एवं विकास के लिए संस्थागत और निधियन फ्रेमवर्क**

सरकार को अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रम के लिए राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य योजना (एनपीपी) और विद्युत पर अनुसंधान योजना (आरएसओपी) जैसी योजनाओं के माध्यम से निधियां उपलब्ध करानी चाहिए। उनमें से कुछ सीपीएसयू, उद्योग जगत और शैक्षणिक संस्थानों तथा विद्युत कंपनियों की भागीदारी के साथ सहयोगात्मक तरीके से की जा सकती है।

सीपीआरआई, एनटीपीसी, एनएचपीसी, एसजेवीएनएल, पावरग्रिड, वितरण कंपनियां (डिस्कॉम), बीएचईएल, सीएसआईआर, सीएसआईआर की प्रयोगशालाएं, सरकार से वित्तीय सहायता प्राप्त अनुसंधान एवं विकास संस्थान, आईआईटी, एनआईटी चिह्नित की गई परियोजनाओं का क्रियान्वयन कर सकते हैं, जिनका समन्वयन और प्रबंधन विद्युत मंत्रालय की ओर से सीईए और सीपीआरआई द्वारा किया जा सकता है।

अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना के सृजन और नई सुविधाओं की स्थापना के उद्देश्य से भारत के विभिन्न भागों में अवस्थित मौजूदा सुविधाओं का सुदृढीकरण और क्षेत्रीय परीक्षण प्रयोगशालाओं की स्थापना अनिवार्य है।

सरकार को पूंजीगत अनुदान के माध्यम से सीपीआरआई को लगातार सहायता प्रदान करनी चाहिए। सीपीआरआई की क्षेत्रीय प्रयोगशालाएं वैश्विक स्तर पर प्रतिस्पर्धी विद्युत उत्पाद तैयार करने में भारत के लघु एवं मध्यम उद्यमियों को सहायता प्रदान कर सकती हैं। इसके अलावा सरकार को केंद्रीय विद्युत अनुसंधान संस्थान के माध्यम से भारतीय विनिर्माताओं को छूट प्राप्त और वहनीय दरों पर परीक्षण तथा मूल्यांकन सुविधाएं भी उपलब्ध करानी चाहिए।

विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास पर तुलनात्मक रूप से अत्यावश्यक जोर देने के लिए सीएसआर के भाग के रूप में पीएसयू द्वारा कर पश्चात लाभ (पीएटी) का अपेक्षाकृत अधिक प्रतिशत निर्धारित करने के लिए नीति पर विचार किया जाना चाहिए।

**13.12 सिफारिशें :**

इस उप समूह की महत्वपूर्ण सिफारिशें निम्नानुसार हैं :

- एक सुपरिभाषित अनुसंधान एवं विकास विजन और नीतिगत दस्तावेज तैयार करना, जिसमें अगले दशक के लिए

अनुसंधान एवं विकास योजना की विशेषताओं का स्पष्ट रूप से उल्लेख किया गया हो और भारत में अवस्थित स्टार्ट अप संगठनों के स्वदेशी स्तर पर किए गए अनुसंधान एवं प्रयासों के फलस्वरूप तैयार किए गए उत्पादों के वाणिज्यिकरण के लिए प्रोत्साहन प्रदान करना।

- प्रणाली के निष्पादन और प्रदायगी में सुधार के लिए अनुसंधान एवं विकास प्रभाग को शक्तियों का विस्तारित प्रत्यायोजन।
- उद्योगों, कंपनियों, अनुसंधान एवं विकास संगठनों और राष्ट्रीय एवं अंतर्राष्ट्रीय दोनों स्तरों पर शिक्षा जगत को शामिल करते हुए सहयोगात्मक अनुसंधान के लिए एक प्लेटफॉर्म का विकास जिससे कि प्रौद्योगिकी अंतरालों को दूर किया जा सके, विशेषज्ञता बढ़ाई जा सके और सहक्रिया पैदा की जा सके।
- राष्ट्रीय महत्व की अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं पर विचार करना, जिनके लिए सरकारी निधि के साथ राष्ट्रीय मिशन परियोजनाओं के रूप में बौद्धिक और वित्तीय संसाधनों की अत्यधिक जरूरत है।
- एक ऐसे पारिस्थितिकी तंत्र का सृजन, जहां बहुराष्ट्रीय कंपनियां (एमएनसी), उद्योग संघ और पेशेवर सोसाइटियां 'मेक इन इंडिया' 'स्टार्ट अप इंडिया' सभी के लिए विद्युत जैसी योजनाओं के अनुरूप राष्ट्र के विभिन्न अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों में मिलकर कार्य कर सकें और तुलनात्मक रूप से अधिक रोजगार अवसर पैदा करने में सहायता प्रदान कर सकें।
- सक्षमता मैपिंग के माध्यम से विभिन्न क्षेत्रों में 'विशेषज्ञों और विशेषज्ञता की राष्ट्रीय रजिस्ट्री' का सृजन।
- अनुप्रयोग उन्मुख अनुसंधान परियोजनाएं शुरू करने के लिए चिह्नित क्षेत्रों में उत्कृष्टता केंद्रों (सीओई) का सृजन।
- नए और अनुभवी इंजीनियरों के ज्ञान आधार को बढ़ाने के लिए 'विद्युत अकादमी' अथवा 'सीपीआरआई अकादमी' की स्थापना, जो युवा इंजीनियरों के लिए 'फीनिशिंग स्कूल' और मध्यम स्तर के प्रबंधन के लिए 'पुनश्चर्या प्रशिक्षण केंद्र' के रूप में भी कार्य करेगी।
- अनुसंधान एवं विकास इंजीनियरों के नवाचारों की रक्षा के साथ-साथ उनकी संभावित चोरी को रोकने के लिए राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास संगठनों के लिए एक प्रभावी आईपीआर रणनीति तैयार करना।
- भारत में अवस्थित स्टार्ट अप संगठनों के स्वदेशी स्तर पर किए गए अनुसंधान एवं प्रयासों के फलस्वरूप तैयार किए गए उत्पादों के वाणिज्यिकरण के लिए प्रोत्साहन प्रदान करने हेतु एक सुपरिभाषित नीति तैयार करने की आवश्यकता है। इसका उद्देश्य यह सुनिश्चित करना होना चाहिए कि भारत में स्वदेशी स्तर पर विकसित किए गए नए विद्युत उत्पादों और समाधानों को बाजार में उतारने की सहूलियत हो। ये प्रोत्साहन वाणिज्यिकरण की तारीख से कम-से-कम पांच वर्ष की अवधि के लिए उत्पाद शुल्क में छूट और अर्हता अपेक्षा (क्यूआर) में छूट (पूर्व अनुभव, वित्त संबंधी) के रूप में हो सकते हैं।

---

**अध्याय 14****मानव संसाधन आवश्यकता****14.0 प्रस्तावना**

प्रशिक्षित जनशक्ति की उपलब्धता विद्युत क्षेत्र के सभी क्षेत्रों के त्वरित विकास के लिए एक अनिवार्य पूर्व-अर्हता (शर्त) है। प्रशिक्षित जनशक्ति में कुशल इंजीनियर, पर्यवेक्षक, प्रबंधक, तकनीशियन और प्रचालक शामिल होते हैं। विद्युत क्षेत्र में वृद्धि की अपार संभावनाएं निहित हैं जो उत्पादन के अनुरूप पारेषण और वितरण अवसंरचना की वृद्धि पर आधारित हैं।

प्रशिक्षण सुविधाओं सहित जनशक्ति विकास इस क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता के अनुरूप आनुपातिक ढंग से किया जाएगा। विद्युत उत्पादन, पारेषण और वितरण के विभिन्न क्षेत्रों में अनुप्रयुक्त इंजीनियरिंग के साथ हासिल किए गए तकनीकी ज्ञान का पूरक के रूप में इस्तेमाल करना भी आवश्यक है। तेजी से उन्नत हो रही प्रौद्योगिकी के साथ कदम से कदम मिलाकर चलने के लिए इन सभी कौशलों को नियमित रूप से अद्यतन करने की जरूरत है।

**14.1 जनशक्ति मूल्यांकन****14.1.1 वर्ष 2012-17 में जनशक्ति की उपलब्धता**

12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि (2012-17) के लिए लगभग 1,31,950 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि (99,290 मेगावाट पारंपरिक + 32,741 मेगावाट नवीकरणीय) होने की उम्मीद है। 12वीं योजना अवधि (2012-17) की समाप्ति पर कुल जनशक्ति 1558.81 हजार के क्रम में होगी, जिसमें 1186.33 हजार तकनीकी और 372.48 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति शामिल होगी।

(मानव संसाधन विकास पर 12वीं और 13वीं योजना के लिए विद्युत पर कार्यकारी समूह के उपसमूह-9 में निर्धारित की गई शर्तों, अगस्त 2011 के अनुसार)।

---

## तालिका 14.1

वर्ष 2012-17 के अंत में कुल उपलब्ध संभावित जनशक्ति

{12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 1,31,950 मेगावाट (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 32,741 मेगावाट क्षमता को शामिल करते हुए) की क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2017-22 योजना के आरंभ में}

(आंकड़े हजार में)

क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	ताप*	174.82	57.98	232.80
2	जल	49.37	19.30	68.67
3	नाभिकीय	10.03	4.56	14.59
4	विद्युत प्रणाली			
	पारेषण	27.36	8.74	36.10
	वितरण	924.75	281.89	1206.65
	<b>कुल</b>	<b>1186.33</b>	<b>372.48</b>	<b>1558.81</b>

\* नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को शामिल करते हुए

## 14.1.2 वर्ष 2017-22 के दौरान जनशक्ति आवश्यकता

वर्ष 2017-22 के दौरान 1,76,140 मेगावाट (तालिका 14.2) की क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया है (जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 1,17,756 मेगावाट और पहले से निर्माणाधीन थर्मल (कोयला और गैस) ताप विद्युत प्लांटों से 48,261 मेगावाट क्षमता शामिल है) के लिए अतिरिक्त जनशक्ति आवश्यकता 253.76 हजार के क्रम में होगी, जिसमें से 194.91 हजार तकनीकी और 58.85 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति होगी। वर्ष 2017-22 के अंत में कुल जनशक्ति 1617.72 हजार होगी, जिसमें से 1232.95 हजार तकनीकी और 384.77 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति होगी। विवरण नीचे दिए अनुसार हैं:

**तालिका 14.2**  
**वर्ष 2017-22 के दौरान लक्षित क्षमता अभिवृद्धि**

विवरण	कुल (मेगावाट)
ताप (निर्माणाधीन कोयला आधारित - 47,855 मेगावाट + गैस आधारित = 406 मेगावाट)	48261
जल विद्युत	6823
नाभिकीय	3300
<b>उप जोड़ पारंपरिक</b>	<b>58384</b>
नवीकरणीय (सौर -87711.17, पवन -27720.23 बायोमास -1704.22, एसएचपी -620.14)	117756
<b>कुल</b>	<b>176140</b>
पारेषण प्रणाली क्षमता अभिवृद्धि सर्किट/किलोमीटर एमवीए क्षमता अभिवृद्धि	62800 सर्किट/किलोमीटर 128000 एमवीए
वितरण क्षमता अभिवृद्धि ( 33/11 केवी एसएस)	110,000 एमवीए

**तालिका 14.3**  
**वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए जनशक्ति हेतु मानदंड**

क्र. सं.	विवरण	तकनीकी*	गैर-तकनीकी*
1	ताप विद्युत उत्पादन	0.486	0.144
2	नवीकरणीय		
	सौर	0.550	0.165
	पवन	0.321	0.096
	बायोमास	0.486	0.144
	लघु जल विद्युत	1.341	0.405
3	जल विद्युत उत्पादन	1.341	0.405
4	नाभिकीय	1.098	0.468
5	विद्युत प्रणाली		
	पारेषण	18.30 सर्किट किमी के लिए 1 कर्मचारी	तकनीकी जनशक्ति का 30%
	वितरण	प्रति 10 एमवीए 12 व्यक्ति (33/11 केवी एसएस)	

\* जनशक्ति के लिए मानकों में नियमित के साथ-साथ संविदा आधार पर रोजगार शामिल है। यह मानक सभी आकार की उत्पादन क्षमता का औसत है। तथापि यह प्लांट की क्षमता और जगह पर अलग-अलग हो सकता है। अधिक क्षमता वाले प्लांटों का मानक कम हो सकता है। इसके अलावा मानक स्वचालन के स्तर के अनुसार और कम हो सकता है।

#### तालिका 14.4

वर्ष 2017-22 योजना अवधि के दौरान यथा परिकल्पित 1,76,140 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि और लगभग 62,800 सर्किट किलोमीटर की लंबाई वाले एचवी, ईएचवी और यूएचवी पारेषण नेटवर्क के लिए आवश्यक अतिरिक्त जनशक्ति

(आंकड़े हजार में)

क्र. सं	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	थर्मल उत्पादन	23.45	6.95	30.40
	सौर*	48.24	14.47	62.71
	पवन	8.90	2.66	11.56
	बायोमास	0.83	0.25	1.08
2	लघु जल विद्युत	0.83	0.25	1.08
3	जल विद्युत उत्पादन	9.15	2.76	11.91
4	नाभिकीय	3.62	1.54	5.16
5	विद्युत प्रणाली			
	पारेषण	3.43	1.03	4.46
	वितरण	96.46	28.94	125.40
	<b>कुल</b>	<b>194.91</b>	<b>58.85</b>	<b>253.76</b>

\* एमएनआरई के अनुमान के अनुसार सौर-ऊर्जा क्षेत्र के लिए भी 91114 अर्ध-कुशल अतिरिक्त लोगों (आईटीआई / तकनीकी स्तर से नीचे) की आवश्यकता है, जिनकी गणना शर्तों के निर्धारण के लिए नहीं की गई है।

## तालिका 14.5

20% जनशक्ति की सेवानिवृत्ति और 7.5% मौजूदा जनशक्ति की कमी को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2017-22 की अवधि के आरंभ में उपलब्ध जनशक्ति

		20% की कमी (सेवानिवृत्ति, मृत्यु, पेशे में परिवर्तन आदि के कारण) के बाद दिनांक 31.03.2017 को उपलब्ध जनशक्ति		पांच वर्षों में 7.5% की दर से जनशक्ति की कमी		कुल
क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	ताप विद्युत उत्पादन	139.86	46.38	13.11	4.35	203.70
2	जल विद्युत उत्पादन	39.50	15.44	3.70	1.45	60.09
3	नाभिकीय	8.02	3.65	0.75	0.34	12.76
	विद्युत प्रणाली					
	पारेषण	21.89	6.99	2.05	0.66	31.59
	वितरण	739.80	225.52	69.36	21.14	1055.82
	<b>कुल</b>	<b>949.07</b>	<b>297.98</b>	<b>88.97</b>	<b>27.94</b>	<b>1363.96</b>

**तालिका 14.6**

(तालिका 14.4+ तालिका 14.5)

**वर्ष 2017-22 के अंत में और वर्ष 2022-27 के आरंभ में उपलब्ध कुल जनशक्ति****(आंकड़े हजार में)**

क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	ताप विद्युत उत्पादन*	235.22	75.31	310.53.
2	जल विद्युत उत्पादन	52.35	19.65	72.00
3	नाभिकीय	12.39	5.53	17.92
4	विद्युत प्रणाली			
	पारेषण	27.37	8.68	36.05
	वितरण	905.62	275.60	1181.21
	<b>कुल</b>	<b>1232.95</b>	<b>384.77</b>	<b>1617.72</b>

\* थर्मल उत्पादन में सौर, पवन और बायोमास से उत्पादन शामिल है।

उपर्युक्त जनशक्ति में वर्ष 2017-22 की अवधि में क्षमता अभिवृद्धि के लिए यथा परिकल्पित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के ओ एंड एम के लिए 58.80 हजार तकनीकी जनशक्ति और 17.63 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति शामिल है।

**14.1.3 वर्ष 2022-27 के दौरान जनशक्ति आवश्यकता**

वर्ष 2022-27 के दौरान 1,65,220 मेगावाट (तालिका 14.7) की क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया, जिसके लिए अतिरिक्त जनशक्ति आवश्यकता 252.78 हजार के क्रम में होगी, जिसमें से 193.77 हजार तकनीकी और 59.01 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति होगी। वर्ष 2022-27 के अंत में कुल जनशक्ति 1668.67 हजार होगी, जिसमें से 1272.90 हजार तकनीकी और 395.77 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति होगी। विवरण नीचे दिए अनुसार हैं :

**तालिका 14.7**  
**वर्ष 2022-27 के दौरान लक्षित क्षमता अभिवृद्धि**

विवरण	कुल (मेगावाट)
ताप	46420
जल विद्युत	12000
नाभिकीय	6800
<b>उप जोड़ पारंपरिक</b>	<b>65220</b>
नवीकरणीय (सौर – 50000, पवन- 40,000, बायोमास – 7000, एचएचपी – 3000 मेगावाट)	100000
<b>कुल</b>	<b>165220</b>
पारेषण प्रणाली क्षमता अभिवृद्धि सर्किट किलोमीटर एमवीए क्षमता अभिवृद्धि	62800 सीकेएम 1,28,000 एमवीए
वितरण क्षमता अभिवृद्धि ( 33/11 केवी सबस्टेशन)	110,000 एमवीए

**तालिका 14.8**

वर्ष 2022-27 योजना अवधि के दौरान यथा परिकल्पित 1,65,220 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि और लगभग 62,800 सर्किट किलोमीटर की लंबाई वाले एचवी, ईएचवी और यूएचवी पारेषण नेटवर्क के लिए आवश्यक अतिरिक्त जनशक्ति

(आंकड़े हजार में)

क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	थर्मल उत्पादन <sup>#</sup>	22.56	6.68	29.24
	सौर*	27.50	8.25	35.75
	पवन	12.84	3.84	16.68
	बायोमास	3.40	1.01	4.41
2	लघु जल विद्युत	4.02	1.22	5.24
3	जल विद्युत उत्पादन	16.09	4.86	20.95
4	नाभिकीय	7.47	3.18	10.65
5	विद्युत प्रणाली			
	पारेषण	3.43	1.03	4.46
	वितरण	96.46	28.94	125.40
	<b>कुल</b>	<b>193.77</b>	<b>59.01</b>	<b>252.78</b>

<sup>#</sup>वर्ष 2017-22 में 47,855 मेगावाट क्षमता वाले पावर प्लांटों के प्रचालन के लिए आवश्यक जनशक्ति का सदुपयोग वर्ष 2022-27 में किया जाएगा।

उपर्युक्त जनशक्ति का निर्धारण डाउन स्ट्रीम/ संबद्ध क्षेत्रों / स्वचालन में 20% अतिरिक्त जनशक्ति और कम-से-कम शहरी केंद्रों और कुछ स्मार्ट शहरों में अपेक्षित और स्वचालन के कारण जनशक्ति में 25% की कमी को ध्यान में रखते हुए किया गया है।

#### तालिका 14.9

**20% जनशक्ति की सेवानिवृत्ति और 7.5% मौजूदा जनशक्ति की कमी को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2022-27 की अवधि के आरंभ में उपलब्ध जनशक्ति**

(आंकड़े हजार में)

		20% की कमी (सेवानिवृत्ति, मृत्यु, पेशे में परिवर्तन आदि के कारण) के बाद दिनांक 31.03.2017 की स्थिति के बाद उपलब्ध जनशक्ति		पांच वर्षों में 7.5% की दर से जनशक्ति की कमी		कुल
क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	ताप विद्युत उत्पादन	188.18	60.25	17.64	5.65	<b>271.72</b>
2	जल विद्युत उत्पादन	41.88	15.72	3.93	1.47	<b>63.00</b>
3	नाभिकीय	9.91	4.42	0.93	0.41	<b>15.67</b>
	विद्युत प्रणाली	0.00	0.00	0.00	0.00	
	पारेषण	21.90	6.94	2.05	0.65	<b>31.54</b>
	वितरण	724.50	220.48	67.92	20.67	<b>1033.57</b>
	<b>कुल</b>	<b>986.37</b>	<b>307.81</b>	<b>92.47</b>	<b>28.85</b>	<b>1415.50</b>

**तालिका 14.10**  
(तालिका 14.8 + तालिका 14.9)  
वर्ष 2022-27 के अंत में उपलब्ध कुल जनशक्ति

(आंकड़े हजार में)				
क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
1	ताप विद्युत उत्पादन	276.14	86.90	363.04
2	जल विद्युत उत्पादन	61.90	22.05	83.95
3	नाभिकीय	18.31	8.01	26.32
4	विद्युत प्रणाली			
	पारेषण	27.38	8.62	36.00
	वितरण	888.88	270.09	1158.97
	<b>कुल</b>	<b>1272.90</b>	<b>395.77</b>	<b>1668.67</b>

\* ताप विद्युत उत्पादन में सौर, पवन और बायोमास से उत्पादन शामिल है।

उपर्युक्त जनशक्ति में वर्ष 2022-27 की अवधि में क्षमता अभिवृद्धि के लिए यथा परिकल्पित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के ओ एंड एम के लिए 47.76 हजार तकनीकी जनशक्ति और 14.32 हजार गैर तकनीकी जनशक्ति शामिल है।

#### 14.1.4 बंद करने के लिए प्रस्तावित पावर प्लांटों में लगी जनशक्ति

यह प्रस्तावित किया जाता है कि वर्ष 2017-22 की अवधि में 22,716 मेगावाट ताप विद्युत क्षमता और वर्ष 2022-27 में 25,572 मेगावाट ताप विद्युत क्षमता वाले पावर प्लांटों को बंद किया जा सकता है। बंद की जाने वाली प्रस्तावित यूनिटें पुरानी हो गई हैं और सामान्यतया उनकी यूनिट क्षमता 250 मेगावाट या उससे कम है और उनमें तुलनात्मक रूप से अधिक जनशक्ति प्रति मेगावाट अर्थात् 1.5 व्यक्ति प्रति मेगावाट की दर से जनशक्ति नियोजित हैं, जबकि इतनी जनशक्ति नई स्थापित की जाने वाली यूनिटों, जिनका आकार और क्षमता 660 मेगावाट और उससे अधिक है, के लिए आवश्यक है। इसके अलावा प्रति वर्ष 20% की दर से सेवानिवृत्त हो रही जनशक्ति पर पहले ही विचार कर लिया गया है। इस प्रकार वर्ष 2017-27 की अवधि में स्थापित की जाने वाली क्षमता के ओ एंड एम के लिए आवश्यक जनशक्ति यहाँ तक कि बंद किए जाने के लिए प्रस्तावित प्लांटों में नियोजित जनशक्ति की तुलना में कम होगी। इस प्रकार ताप विद्युत क्षेत्रों में सैद्धांतिक रूप से वर्ष 2017-27 की अवधि के दौरान जनशक्ति में कोई निवल वृद्धि नहीं होगी। इसलिए बंद किए जाने वाले पावर प्लांटों में नियोजित जनशक्ति का पुनः अभिमुखीकरण किए जाने और वर्ष 2017-27 के दौरान स्थापित किए जाने वाले नए योजनाबद्ध पावर प्लांटों में नियोजित करने के लिए आधुनिक थर्मल प्रौद्योगिकी में उन्हें पुनः प्रशिक्षित करने की आवश्यकता है।

बंद किए जाने के लिए प्रस्तावित थर्मल पावर प्लांटों में नियोजित जनशक्ति के लिए शर्तें और जनशक्ति को पुनर्नियोजित किए जाने का क्रम नीचे तालिका में दिया गया है।

#### तालिका 14.11

**वर्ष 2017-27 की अवधि में उत्पादन, पारेषण और वितरण क्षेत्र में सेवानिवृत्त होने वाली जनशक्ति के पुनर्नियोजन हेतु व्यक्ति प्रति मेगावाट मानक**

(व्यक्ति प्रति मेगावाट)

क्र. सं.	विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी
1	ताप विद्युत उत्पादन	1.08	0.42
2	नवीकरणीय		
	सौर	0.55	0.165
	पवन	0.321	0.096
	बायोमास	0.486	0.144
	लघु जल विद्युत	1.341	0.405
3	जल विद्युत उत्पादन	1.341	0.405
4	नाभिकीय	1.098	0.468
5	विद्युत प्रणाली		
	पारेषण	18.30 सर्किट किलोमीटर के लिए 1 कर्मचारी	तकनीकी जनशक्ति का 30%
	वितरण	प्रति 10 एमवीए 12 व्यक्ति (33/11 केवी एस/एस)	

\* जनशक्ति के लिए मानकों में नियमित के साथ-साथ संविदा आधार पर रोजगार शामिल है। यह मानक सभी आकार की उत्पादन क्षमता का औसत है। तथापि यह प्लांट की क्षमता और जगह पर अलग-अलग हो सकता है। अधिक क्षमता वाले प्लांटों का मानक कम हो सकता है। इसके अलावा मानक स्वचालन के स्तर के अनुसार और कम हो सकता है।

**तालिका 14.12****वर्ष 2017-27 की अवधि में बंद की जाने वाली प्रस्तावित क्षमता****(मेगावाट में)**

विवरण	2017-22	2022-27	कुल
थर्मल	22,716	25,572	48,288

**तालिका 14.13****वर्ष 2017-27 की अवधि में बंद किए जाने के लिए प्रस्तावित पावर प्लांटों से हटाकर अन्यत्र नियोजित की जाने वाली संभावित जनशक्ति**

विवरण	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
ताप विद्युत उत्पादन	52.15	20.28	72.43

बंद किए जाने के लिए प्रस्तावित पावर प्लांटों से जनशक्ति के पुनर्नियोजन में इस बात को लेकर चुनौतीपूर्ण स्थिति बन सकती है कि बंद किए जाने वाले प्लांट और नए स्थापित किए जाने वाले प्लांट अलग-अलग संगठनों के अधीन हो सकते हैं और साथ ही बंद किए जाने वाले प्रस्तावित प्लांट और नए स्थापित किए जाने वाले प्लांट किसी एक संगठन के स्वामित्व में होते हुए भी अलग-अलग भौगोलिक स्थानों में हो सकते हैं। हटाई जाने वाली पूरी जनशक्ति का पुनर्नियोजन उपयुक्त नहीं हो सकता है। अतः जनशक्ति को पुराने प्लांटों से नए प्लांटों में नियोजित करने की प्रक्रिया को सहज और सरल बनाने के लिए व्यापक रणनीति और आयोजना की आवश्यकता होगी।

**14.2 जनशक्ति की उपलब्धता**

प्रचालनरत तकनीकी संस्थानों की कुल संख्या के आधार पर यह देखा जा सकता है कि सभी तीनों स्तरों अर्थात् स्नातक, डिप्लोमा पासआउट और औद्योगिक प्रशिक्षण संस्थानों (आईटीआई) के डिप्लोमा धारक के रूप में हर वर्ष पर्याप्त संख्या में विद्यार्थी उत्तीर्ण हो रहे हैं। उन्हें आरंभिक स्तर का प्रशिक्षण देकर अपने दायित्वों का निर्वहन करने के लिए आवश्यक विशिष्ट कौशल सेट उपलब्ध कराया जाता है।

तालिका 14.14

## जनशक्ति की आवश्यकता की तुलना में उपलब्धता

महाविद्यालय	कुल महाविद्यालय	वार्षिक आवक (लाख में)	05 वर्ष के लिए कुल योग (लाख में)	वर्ष 2017-22 के लिए जनशक्ति आवश्यकता (लाख में)	वर्ष 2022-27 के लिए जनशक्ति आवश्यकता (लाख में)
इंजीनियरिंग	3384	16.34	81.70	0.29	0.30
मैनेजमेंट	3364	3.54	17.70	-	-
पॉलीटेक्निक	3436	11.35	56.75	0.22	0.22
आईटीआई	11964	16.92	84.60	0.79	0.79
<b>कुल</b>	<b>22148</b>	<b>48.15</b>	<b>240.75</b>	<b>1.30</b>	<b>1.31</b>

तालिका 14.14 से यह देखा जा सकता है कि पर्याप्त संख्या में इंजीनियर, प्रबंधक और डिप्लोमा धारक उपलब्ध हैं। तथापि निम्न स्तर के कौशलों जैसे कि आईटीआई के संदर्भ में कुछ कौशल अंतराल बना हुआ है, जिसकी व्याख्या नीचे की गई है: हमारे आईटीआई और अन्य व्यवसायिक प्रशिक्षण संस्थानों का हार्ड प्रेशर बेल्डर, फैब्रिकेटर, फिटर, बाईंडर, ड्रिलर, प्लंबर, इलेक्ट्रिशियन, लाइनमैन, हैवी मशीन ऑपरेटर, क्रेन, डोजर, डंपर, एक्सकैवेशन ऑपरेटर, बार बेंडर, पाइलिंग रिंग ऑपरेटर आदि जैसे कुछ कौशल सेटों का प्रशिक्षण प्रदान करने के लिए सुदृढीकरण किया जाना चाहिए क्योंकि ताप, जल विद्युत, नाभिकीय प्लांटों और पारेषण तथा वितरण क्षेत्रों में उन्निर्माण और स्थापना से जुड़ी गतिविधियों के लिए भारी संख्या में इनकी आवश्यकता होगी। उनके प्रशिक्षण की गुणवत्ता और रेंज स्व विकास के लिए अर्थव्यवस्था की परिवर्तनशील आवश्यकताओं और अवसरों के अनुरूप होंगी।

## 14.3 प्रशिक्षण आवश्यकता मूल्यांकन

## 14.3.1 प्रशिक्षण रणनीति

उपर्युक्त आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए विद्युत क्षेत्र से जुड़े कार्मिकों को प्रशिक्षण निम्नलिखित श्रेणियों में प्रदान किया जाता है:

- सीईए द्वारा सितंबर 2010 में जारी की गई राजपत्र अधिसूचना के तहत सांविधिक आवश्यकताओं के अनुसार उत्पादन परियोजनाओं (ताप, जल विद्युत और गैस) तथा पारेषण और वितरण प्रणाली के ओ एंड एम में लगे सभी मौजूदा कर्मचारियों को 04 सप्ताह से 30 सप्ताह की रेंज में ओ एंड एम का प्रशिक्षण ।

इसमें अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित घटक शामिल हैं :

- कक्षा में प्रशिक्षण
- ताप और जल विद्युत के लिए सिमुलेटर प्रशिक्षण
- कार्य पर रहते हुए प्रशिक्षण

- नए भर्ती किए गए कर्मचारियों (तकनीकी और गैर तकनीकी) के लिए प्रवेश स्तर के प्रशिक्षण को विद्युत क्षेत्र में एक अनिवार्य आवश्यकता माना जाता है।
- विद्युत क्षेत्र के लिए राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुरूप विभिन्न विशेषज्ञताओं में अलग-अलग डिग्रीधारी सभी मौजूदा कार्मिकों को एक वर्ष में 5 दिन का पुनश्चर्या/उन्नत प्रशिक्षण।

- iv) विद्युत क्षेत्र के लिए राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुरूप भारत/विदेश में वरिष्ठ कार्यपालकों/प्रबंधकों को एक वर्ष में 5 दिन का प्रबंधकीय प्रशिक्षण।
- v) पुनर्नियोजन के लिए पात्र पाए गए बंद की जा रही यूनिटों के कार्मिकों के लिए प्रशिक्षण।

इस रणनीति का सर्वाधिक महत्वपूर्ण घटक पदानुक्रम में स्तर की परवाह किए बिना "सभी के लिए प्रशिक्षण" होना चाहिए। हर व्यक्ति को एक वर्ष में कम-से-कम एक सप्ताह का प्रशिक्षण अवश्य देना चाहिए। राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के आधार पर प्रत्येक तकनीकी व्यक्ति को प्रतिवर्ष पांच दिवसीय प्रशिक्षण कार्यक्रम कुछ विद्युत कंपनियों में चुनिंदा ढंग से कार्यान्वित किया जा रहा है। इसका कड़ाई से अनुपालन किए जाने की आवश्यकता है।

### 14.3.2 क्षमता निर्माण के लिए सिफारिशें

#### ❖ ओ एंड एम प्रशिक्षण

सीईए द्वारा जारी गजट अधिसूचना संख्या सीईआई/1/59/सीईए/ईआई (संरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 और उसमें किए गए संशोधन, यदि कोई है, के अनुसार विद्युत परियोजनाओं, ताप, जलविद्युत और गैस के ओ एंड एम से जुड़े कार्यों में लगे इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और तकनीशियनों और टी एंड डी को 04 सप्ताह से 30 सप्ताह का प्रशिक्षण अनिवार्य रूप से लेना चाहिए।

#### ❖ कार्य पर रहते हुए प्रशिक्षण की सुविधा

उत्पादन परियोजनाओं (ताप, जल विद्युत और गैस) के ओ एंड एम तथा पारेषण और वितरण क्षेत्र में जिन प्रशिक्षुओं को प्रशिक्षण दिया जा रहा है, के लिए कार्य पर रहते हुए प्रशिक्षण भी अब अनिवार्य बना दिया गया है। यह प्रशिक्षण 2 सप्ताह से 16 सप्ताह की अलग-अलग रेंज में हो सकता है।

#### ❖ प्रवेश प्रशिक्षण

सभी तकनीकी कार्मिकों के लिए प्रवेश प्रशिक्षण अनिवार्य है।

#### ❖ पुनश्चर्या/उन्नत प्रशिक्षण

पदोन्नति पर प्रत्येक व्यक्ति के लिए पुनश्चर्या/उन्नत प्रशिक्षण का प्रबंध किया जाना चाहिए, जो नई/अलग-अलग भूमिकाओं का निष्पादन करने और अलग-अलग कार्य स्थितियों में कार्य करने के लिए आवश्यक है।

एक सप्ताह का तकनीकी, वाणिज्यिक और प्रबंधन क्षमताओं वाले एक मिश्रित प्रशिक्षण का प्रस्ताव किया गया है।

#### ❖ नए पावर प्लांटों में पुनर्नियोजन के लिए बंद किए जा रहे थर्मल पावर प्लांटों में कार्यरत कार्मिकों का प्रशिक्षण

बंद किए जाने वाले पावर प्लांटों में नियोजित जनशक्ति का पुनः अभिमुखीकरण किए जाने और वर्ष 2017-27 के दौरान स्थापित किए जाने वाले नए योजनाबद्ध पावर प्लांटों में नियोजित करने के लिए आधुनिक थर्मल प्रौद्योगिकी में उन्हें पुनः प्रशिक्षित करने की आवश्यकता है।

#### ❖ प्रबंधन प्रशिक्षण

कार्यपालकों/प्रबंधकों का निरंतर विकास, विशेष रूप से जब वे अपने कैरियर के संधिकाल में होते हैं और निरंतर परिवर्तनशील व्यापार परिवेश के संदर्भ में और नियामक पहलुओं को ध्यान में रखते हुए सर्वाधिक महत्वपूर्ण हैं। विद्युत क्षेत्र के वाणिज्यिक पहलू और नियामक कार्यों के बारे में सभी कार्यपालकों को प्रशिक्षित किया जाना चाहिए। साथ ही गैर तकनीकी पृष्ठभूमि वाले वित्त और प्रबंधन से जुड़े कार्यपालकों को भी

उपयुक्त प्रशिक्षण कार्यक्रमों के माध्यम से तकनीकी अभिमुखीकरण प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए। इसके लिए एक सप्ताह का प्रशिक्षण प्रस्तावित किया गया है।

#### ❖ सिमुलेटर प्रशिक्षण

सीईए द्वारा जारी गजट अधिसूचना संख्या सीईआई/1/59/सीईए/ईआई (संरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के अनुसार क्रमशः ताप और जलविद्युत प्लांटों के ओ एंड एम से जुड़े कार्यों में लगे कार्मिकों के लिए दो सप्ताह और एक सप्ताह का सिमुलेटर प्रशिक्षण एक अनिवार्य आवश्यकता है। इसे उपर्युक्त ओ एंड एम प्रशिक्षण शामिल किया गया है। मैनुअल और स्वचालित उपकरणों की दक्षता पूर्वक और सुरक्षित फंक्शनिंग के लिए कार्मिकों का सिमुलेटर प्रशिक्षण प्राप्त करना जरूरी है। लोड डिसपैच सिस्टम ऑपरेटरों को भी सिमुलेटर पर यह प्रशिक्षण दिया जाए।

#### ❖ ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों में प्रशिक्षण

चूंकि वर्ष 2012-17 में 32741 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा, वर्ष 2017-22 में 117756 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा और वर्ष 2022-27 में 100000 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा जोड़ने की परिकल्पना की गई है, अतः यह प्रस्ताव किया जाता है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की सौर, पवन, बायोमास, लघु जल विद्युत, ग्रिड कनेक्टिविटी आदि जैसी विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के क्षेत्र में कम-से-कम 01 से 02 माह के प्रशिक्षण को भी प्रशिक्षण में महत्व दिया जाना चाहिए।

#### ❖ मांग पक्ष प्रबंधन, ऊर्जा दक्षता और ऊर्जा संरक्षण के क्षेत्र में प्रशिक्षण

ऊर्जा प्रबंधकों और ऊर्जा लेखापरीक्षकों, औद्योगिक कार्मिकों, प्रचालकों, किसानों को भी डीएसएम, ऊर्जा संरक्षण और ऊर्जा दक्षता के संदर्भ में प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए। ऊर्जा संरक्षण को विद्यार्थियों के लिए पाठ्यचर्या के भाग के रूप में भी शामिल किया जाना चाहिए।

#### ❖ विद्युत प्रणाली प्रचालकों के लिए प्रशिक्षण

प्रणाली आयोजनाकारों, प्रचालकों और इंजीनियरों को नियमित रूप से पुनश्चर्या प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए और नए भर्ती हुए कर्मचारियों को तीन माह का सघन प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए। यह प्रशिक्षण वर्ष 2017-22 के दौरान हर वर्ष लगभग 250-300 प्रशिक्षुओं के लिए आवश्यक होगा।

#### ❖ दीन दयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (डीडीयूजीजेवाई) और आईपीडीएस के अंतर्गत क्षमता निर्माण

❖ विद्युत वितरण कंपनियों के कर्मचारियों के लिए दीन दयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (डीडीयूजीजेवाई) और आईपीडीएस जैसी भारत सरकार की विभिन्न योजनाओं के अंतर्गत क्षमता निर्माण की सिफारिश की गई है।

#### ❖ प्रौद्योगिकी उन्नयन और अनुसंधान एवं विकास के कारण मानव संसाधन विकास और तकनीकी क्षमता निर्माण

प्रौद्योगिकी विकास के क्षेत्र में स्थायी रूप से तीव्र वृद्धि बनाए रखने के लिए कुशल जनशक्ति के साथ-साथ अत्यधिक योग अनुसंधान कार्मिकों दोनों की वृद्धि दर को तकनीकी उन्नति और अनुसंधान एवं विकास आवश्यकताओं के अनुरूप बनाए रखने की आवश्यकता है। इस प्रकार ऐसी जनशक्ति के कौशल विकास पर और अधिक ध्यान देने की जरूरत है।

#### ❖ व्यवहारिक परिवर्तनों/ बर्ताव विज्ञान पर प्रशिक्षण शुरू करना

प्रवेश स्तर के प्रशिक्षण के साथ-साथ पुनर्प्रशिक्षण कार्यक्रमों की पाठ्यचर्या में व्यावहारिक परिवर्तनों/बर्ताव विज्ञान पर प्रशिक्षण शुरू करने की अत्यधिक सिफारिश की जाती है। इस प्रकार का प्रशिक्षण लेने के पश्चात कार्मिक के अंदर संगठन के प्रति लगाव और अपनेपन की भावना विकसित होती है।

कौशल प्रशिक्षणों के अलावा विद्युत क्षेत्र से जुड़े पेशेवरों में संचार कौशल, समय प्रबंधन, टीम भावना के साथ कार्य करना, तकनीकी लेखन, नैतिक और सैद्धांतिक आदि जैसे जीवंत कौशल होने चाहिए।

#### ❖ सूचना प्रौद्योगिकी और साइबर सुरक्षा के क्षेत्र में प्रशिक्षण

सूचना प्रौद्योगिकी ने जीवन के हर क्षेत्र को प्रभावित किया है। इसलिए सूचना प्रौद्योगिकी और साइबर सुरक्षा के क्षेत्र में कार्य की आवश्यकता के अनुरूप पर्याप्त प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए। आईटी के इस्तेमाल को बढ़ावा दिया जाना चाहिए और अधिकतम संख्या में कार्मिकों को कंप्यूटर साक्षर बनाया जाना चाहिए।

#### ❖ गैर तकनीकी अधिकारियों और कर्मचारियों के लिए प्रशिक्षण

गैर तकनीकी अधिकारियों और कर्मचारियों को संबंधित संस्थानों के सहयोग से आवश्यकता के अनुसार प्रकार्यात्मक कौशल / प्रबंधकीय क्षेत्रों में नियमित अंतराल पर प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए।

#### ❖ विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिए मानव संसाधन विकास और क्षमता निर्माण

वर्ष 2017-22 और 2022-27 के दौरान डीएसएम, ऊर्जा प्रबंधन और ऊर्जा लेखापरीक्षा के क्षेत्रों में राज्य और केंद्रीय क्षेत्रों, दोनों के विद्युत स्टेशनों के कार्यपालकों, इंजीनियरों और प्रचालकों के लिए क्षमता निर्माण कार्यक्रम का प्रस्ताव किया जाता है।

#### ❖ नाभिकीय विद्युत कार्मिकों के लिए प्रशिक्षण

कठोर संरक्षा आवश्यकताओं और अन्य राष्ट्रीय और अंतर्राष्ट्रीय विनियमों के कारण नाभिकीय विद्युत क्षेत्र में कार्यरत प्रत्येक व्यक्ति को विशेषज्ञ प्रशिक्षण दिया जाता है। बहु- अनुशासनिक आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए परमाणु ऊर्जा विभाग (डीएई) ने पेशेवरों और गैर पेशेवरों दोनों के लिए इनहाउस प्रशिक्षण सुविधाओं की स्थापना की है।

#### ❖ विदेश में प्रशिक्षण

वैश्विक स्तर पर हो रहे नवीनतम विकास के बारे में अद्यतन जानकारी उपलब्ध कराने के प्रयोजन से पात्र कार्मिकों को विकसित देशों में प्रशिक्षण के लिए प्रतिनियुक्त करने हेतु संबंधित प्राधिकारियों के साथ जीवंत संपर्क बनाए रखा जाना चाहिए।

#### ❖ हॉट लाइन रखरखाव प्रशिक्षण

हॉटलाइन रखरखाव प्रशिक्षण के लिए विभिन्न विद्युत कंपनियों में बड़ी मांग है। प्रशिक्षण क्षमताओं के सुदृढीकरण की अत्यधिक आवश्यकता है, क्योंकि इस प्रकार का प्रशिक्षण वर्तमान में देश भर के केवल दो संस्थानों द्वारा ही दिया जा रहा है।

#### ❖ दूरस्थ अधिगम शिक्षा, ई-अधिगम और वेब आधारित प्रशिक्षण के जरिए प्रशिक्षण

चूंकि विद्युत परियोजनाओं के निर्माण और ओ एंड एम से जुड़े सभी कार्मिकों के लिए पूर्णकालिक प्रशिक्षण प्राप्त करना संभव नहीं हो सकता है, अतः उन्हें ई-अधिगम के साथ-साथ वेब आधारित प्रशिक्षण के माध्यम से और पत्राचार के माध्यम से प्रशिक्षण देने और उनका ज्ञान बढ़ाने (अपग्रेड करने) का सुझाव दिया जाता है।

#### ❖ प्रत्येक कंपनी द्वारा लिखित प्रशिक्षण नीति की आवश्यकता

केंद्रीय क्षेत्र, राज्य क्षेत्र और निजी क्षेत्र की प्रत्येक विद्युत कंपनी को लिखित में एक प्रशिक्षण नीति तैयार करनी चाहिए, जिसमें यह दर्शाया जाना चाहिए कि संगठन अपनी प्रशिक्षण आवश्यकताओं को किस प्रकार पूरा करने का प्रस्ताव देता है।

#### ❖ आईटीआई को गोद लेना

60 से अधिक आईटीआई को केंद्रीय क्षेत्र के सार्वजनिक उद्यमों द्वारा गोद लिया गया है, जिनसे हर वर्ष लगभग 18000 तकनीशियन पास आउट होते हैं। केंद्रीय क्षेत्र के सार्वजनिक उद्यमों द्वारा अपने सीएसआर कार्यक्रमों के अंतर्गत ऐसी पहलों को प्रोत्साहित किया जाए।

#### ❖ प्रशिक्षण बजट के लिए प्रावधान

विद्युत क्षेत्र के लिए राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुरूप प्रत्येक संगठन को वार्षिक वेतन बजट के कम-से-कम 5% के बीच एक प्रशिक्षण बजट निर्धारित करना चाहिए।

### 14.3.3 प्रशिक्षण अवसंरचना आवश्यकताओं की तुलना में उपलब्धता

#### 14.3.3.1 प्रशिक्षण भार

वर्ष 2017-22 और 2022-27 के लिए प्रशिक्षण आवश्यकताओं की गणना निम्नलिखित अनुमानों के साथ की गई है और इनके विवरण तालिका 14.15 और तालिका 14.16. सिमुलेटर प्रशिक्षण अवसंरचना आवश्यकता के विवरण तालिका 14.17 और तालिका 14.18 में दिए गए हैं।

i) सीईए द्वारा 2010 में जारी की गई राजपत्र अधिसूचना संख्या सीईआई/1/59/सीईए/ईआई (संरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के अंतर्गत सांविधिक आवश्यकताओं के अनुसार उत्पादन परियोजनाओं (ताप, जल विद्युत और गैस) तथा पारेषण और वितरण प्रणाली के ओ एंड एम में लगे सभी मौजूदा कर्मचारियों को ओ एंड एम का प्रशिक्षण।

इसमें अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित घटक शामिल हैं :

- कक्षा में प्रशिक्षण
- ताप और जल विद्युत के लिए सिमुलेटर प्रशिक्षण
- कार्य पर रहते हुए प्रशिक्षण

ii) नए भर्ती किए गए कर्मचारियों के लिए प्रवेश स्तर के प्रशिक्षण को विद्युत क्षेत्र में एक अनिवार्य आवश्यकता माना जाता है।

iii) विद्युत क्षेत्र के लिए राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुरूप सभी तकनीकी कार्मिकों के लिए हर वर्ष न्यूनतम एक सप्ताह का प्रशिक्षण (पुनर्चर्चा/प्रबंधकीय)।

#### 14.3.3.2 वर्ष 2017-22 के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण अवसंरचना की आवश्यकता की तुलना में उपलब्धता

(सीईए की शर्तों के अनुसार उत्पादन परियोजनाओं और टी एंड डी प्रणाली के ओ एंड एम के लिए)

वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान संबद्ध टी एंड डी प्रणाली के साथ क्षमता अभिवृद्धि के लिए नव नियुक्त किए जाने वाले सभी तकनीकी कार्मिकों के लिए सीईए के विनियमों में विनिर्दिष्ट अवधि के प्रवेश प्रशिक्षण और सभी मौजूदा तकनीकी कार्मिकों के लिए एक सप्ताह वाले वार्षिक प्रशिक्षण को ध्यान में रखते हुए प्रशिक्षण भार तालिका 14.15 में दिया गया है।

तालिका 14.15

वर्ष 2017-22 के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण अवसंरचना आवश्यकता की तुलना में उपलब्धता

(हजार व्यक्ति प्रति सप्ताह के रूप में)

	उपलब्ध प्रशिक्षण अवसंरचना	वार्षिक आवश्यकता	कमी (-)/ अधिशेष(+)

उप क्षेत्र	सीईए द्वारा मान्यता प्राप्त प्रशिक्षण संस्थानों में	अन्य प्रशिक्षण केंद्रों में	कुल उपलब्धता		
वितरण	22	1	23	927.15	-904.15
जल विद्युत	20.8	13	33.8	56.16	-22.36
थर्मल	234.97	61	295.97	216.29	79.68
पारेषण	46	36	82	28.87	53.13
<b>कुल</b>	<b>323.77</b>	<b>111</b>	<b>434.77</b>	<b>1228.47</b>	<b>-793.70</b>
नाभिकीय				16.16	
सौर				19.30	
पवन				3.56	
<b>कुल</b>				<b>1267.49</b>	<b>-816.56</b> <b>(नाभिकीय को छोड़कर)</b>

**तालिका 14.15** से यह स्पष्ट है कि थर्मल और पारेषण क्षेत्रों में प्रशिक्षण अवसंरचना में कोई कमी नहीं है। तथापि इस तथ्य को ध्यान में रखते हुए कि सभी मौजूदा कर्मचारियों को वार्षिक रूप से एक सप्ताह का प्रशिक्षण दिया जाता है और नव नियुक्त कर्मचारियों को सीईए के विनियमों में यथा उल्लिखित अवधि का प्रवेश प्रशिक्षण दिया जाता है, जल विद्युत और वितरण क्षेत्रों में अवसंरचना सृजित करने की आवश्यकता है। वस्तुतः जल विद्युत और वितरण क्षेत्र में प्रशिक्षण अवसंरचना की मामूली कमी होगी, क्योंकि एचएलटीसी, बेंगलोर को छोड़कर एनपीटीआई के सभी संस्थान जल विद्युत क्षेत्रों में भी प्रशिक्षण संचालित करते हैं और पीएसटीआई और एचएलटीसी बेंगलोर तथा एचपीटीसी, नांगल पंजाब को छोड़कर, ये संस्थान ताप विद्युत क्षेत्रों में प्रचुर मात्रा में और वितरण क्षेत्रों में भी प्रशिक्षण संचालित करते हैं। इसके अलावा कुछ प्रशिक्षण अवसंरचना प्रशिक्षण सेल में उपलब्ध हैं, जो स्वयं भी प्रशिक्षण देते हैं और विद्युत कंपनियां स्वयं भी अवसंरचना की इस कमी को दूर करेंगी।

मौजूदा अवसंरचना का अपने आप में ही पूरी तरह से सदुपयोग नहीं किया जाता है। कम सदुपयोग मुख्य रूप से राज्य सरकार के अधीन संगठनों, विशेष रूप से डिसकॉम के कारण हो रहा है, जो प्रशिक्षण की ओर न के बराबर ध्यान देते हैं। इसलिए मौजूदा अवसंरचना के अधिकतम सदुपयोग के लिए प्रयास किए जाने चाहिए।

राज्य/निजी/केंद्रीय क्षेत्र के अधीन सभी संगठनों से सीईए के संरक्षा विनियम 2010 में अधिदेशित किए अनुसार सरकारी मान्यता प्राप्त संस्थानों में अपने कर्मिकों को प्रशिक्षण दिलाना अपेक्षित है।

मौजूदा संस्थानों अर्थात् सीईए द्वारा मान्यता प्राप्त संस्थानों और अन्य प्रशिक्षण संस्थानों में अवसंरचना के सुदृढीकरण अथवा नए प्रशिक्षण संस्थानों की स्थापना कर अवसंरचना सृजन की आवश्यकता है। हालांकि मौजूदा इनपुट अवसंरचना के सदुपयोग को वरीयता दी जानी चाहिए। चरणबद्ध ढंग से और अधिक अवसंरचना सृजित की जा सकती है। सिमुलेटर प्रशिक्षण अवसंरचना के मामले में भी यही पहल की जा सकती है।

#### 14.3.3.3 वर्ष 2022-27 की अवधि में क्लासरूम अवसंरचना की आवश्यकता

##### तालिका 14.16

##### वर्ष 2022-27 की अवधि में क्लासरूम अवसंरचना की आवश्यकता

उप क्षेत्र	प्रशिक्षण भार (हजार व्यक्ति प्रति सप्ताह के रूप में)
वितरण	909.16

जल विद्युत	75.70
थर्मल	280.28
पारेषण	28.88
<b>उप जोड़</b>	<b>1294.02</b>
नाभिकीय	24.53
सौर	11
पवन	5.14
<b>कुल</b>	<b>1334.69</b>

वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान कुल वार्षिक प्रशिक्षण भार लगभग 1335 हजार व्यक्ति प्रति सप्ताह होगा। नाभिकीय, सौर और पवन विद्युत क्षेत्रों में प्रशिक्षण भारत आवश्यकता तालिका 14.16 में भी दर्शाई गई है। नाभिकीय विद्युत क्षेत्र से जुड़े कार्मिकों का प्रशिक्षण विद्युत मंत्रालय द्वारा नियंत्रित नहीं किया जाता। संबंधित मंत्रालय नाभिकीय विद्युत क्षेत्र में प्रशिक्षण आवश्यकता अवसंरचना का ध्यान रखे। इसी प्रकार सौर और पवन विद्युत क्षेत्र भी एमएनआरई के अधिकार क्षेत्र में आते हैं। सौर और पवन विद्युत क्षेत्र में प्रशिक्षण के लिए उपलब्ध प्रशिक्षण अवसंरचना सुसंगठित नहीं हैं और आवश्यकता की तुलना में कम हैं। विद्युत क्षेत्र के मौजूदा संस्थानों को नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्रों के लिए प्रशिक्षण शुरू करने / प्रशिक्षण क्षमता सुदृढ़ करने की आवश्यकता है। सौर और पवन ऊर्जा क्षेत्रों में प्रशिक्षण को उसी तरह सांविधिक बनाया जाए, जिस प्रकार थर्मल और जल विद्युत प्लांटों के ओ एंड एम में लगे हुए लोगों के लिए प्रशिक्षण आवश्यकता विनिर्दिष्ट की गई है, इस प्रकार अवसंरचना सृजन को गति मिलेगी और प्रशिक्षण तुलनात्मक रूप से अधिक लाभप्रद और उत्पादक ढंग से दिया जा सकेगा।

#### 14.3.3.4. सिमुलेटर प्रशिक्षण भार

थर्मल क्षेत्र में अनिवार्य सिमुलेटर प्रशिक्षण लक्ष्य को पूरा करने के लिए प्रशिक्षण आवश्यकता में मामूली कमी है, जिसे अलग-अलग एनपीटीआई में 6 योजनाबद्ध सिमुलेटरों की स्थापना के बाद पूरा कर लिया जाएगा। हाइड्रो सिमुलेटर की आवश्यकता को भी एनपीटीआई में इन मल्टी-मोड सिमुलेटरों की स्थापना के बाद पूरा कर लिया जाएगा। सिमुलेटर प्रशिक्षण भार की आवश्यकता और मौजूदा उपलब्धता तालिका 14.17 में दर्शाई गई है, जिससे यह पता चलता है कि वर्ष 2017-22 की अवधि में नए भर्ती किए गए कुल तकनीकी कार्मिकों में से लगभग 36% पर्यवेक्षकों और इंजीनियरों को सिमुलेटर प्रशिक्षण दिया जाए।

तालिका 14.17

वर्ष 2017-22 की अवधि में सिमुलेटर प्रशिक्षण अवसंरचना की आवश्यकता की तुलना में उपलब्धता

क्र. सं.	क्षेत्र	आवश्यक सिमुलेटर प्रशिक्षण (हजार-व्यक्ति-सप्ताह / वर्ष)	उपलब्ध सिमुलेटर प्रशिक्षण (हजार-व्यक्ति-सप्ताह / वर्ष)	कमी (-) (हजार-व्यक्ति-सप्ताह / वर्ष)
1	थर्मल	5.26	5.50	0.24
2	जल विद्युत	1.32	0.45	-0.87
	<b>कुल</b>	<b>6.58</b>	<b>5.95</b>	<b>-0.63</b>

---

एनपीटीआई अपने 6 संस्थानों में मल्टी फंक्शनल सिमुलेटरों की खरीद के लिए पहले से ही कार्रवाई कर रहा है और इसलिए इस मद में कोई अतिरिक्त व्यय आवश्यक नहीं होगा।

---

## तालिका 14.18

वर्ष 2022-27 की अवधि में सिमुलेटर प्रशिक्षण अवसंरचना की आवश्यकता की तुलना में उपलब्धता

क्र. सं.	क्षेत्र	आवश्यक सिमुलेटर प्रशिक्षण (हजार-व्यक्ति-सप्ताह / वर्ष)	उपलब्ध सिमुलेटर प्रशिक्षण (हजार-व्यक्ति-सप्ताह / वर्ष)	कमी (-) (हजार-व्यक्ति-सप्ताह / वर्ष)
1	थर्मल	5.79	4.80	-0.99
2	जल विद्युत	2.88	3.09	+0.21
	<b>कुल</b>	<b>8.67</b>	<b>7.89</b>	<b>-0.78</b>

(एनपीटीआई में 6 अतिरिक्त हाइड्रो / थर्मल सिमुलेटर को ध्यान में रखते हुए)

वर्ष 2022-27 के दौरान थर्मल श्रेणी में 46,420 मेगावाट की नई क्षमता स्थापित होगी। मौजूदा सिमुलेटर क्षमता का सदुपयोग थर्मल क्षेत्र में मौजूदा कर्मचारियों को पुनश्चर्या पाठ्यक्रमों में प्रशिक्षण देने के लिए किया जाएगा।

एनपीटीआई अपने 6 संस्थानों में मल्टी फंक्शनल सिमुलेटरों की खरीद के लिए पहले से ही कार्रवाई कर रहा है और इसलिए इस मद में कोई अतिरिक्त व्यय आवश्यक नहीं होगा।

## 14.4 निधियन

## 14.4.1 इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और प्रचालकों के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण अवसंरचना हेतु निधियन

इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और प्रचालकों के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण अवसंरचना की अधिकतम आवश्यकता की गणना वर्ष 2017-22 के लिए 1267 हजार व्यक्ति सप्ताह/प्रतिवर्ष के रूप में की गई है। वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और प्रचालकों के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण हेतु उपलब्ध अवसंरचना का अनुमान 435 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के रूप में लगाया गया है। इस प्रकार पारंपरिक ऊर्जा के क्षेत्र में वर्ष 2017-22 की अवधि के लिए तकनीकी कार्मिकों के ओ एंड एम प्रशिक्षण अवसंरचना में 794 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की भारी कमी है। जब इसमें सौर और पवन ऊर्जा क्षेत्र के प्रशिक्षण भार को जोड़ दिया जाता है तो प्रशिक्षण आवश्यकता की कमी बढ़कर 817 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष हो जाती है। क्षेत्र विशेष के व्यौरों के संदर्भ में पारेषण और थर्मल क्षेत्रों में अवसंरचना की कोई कमी नहीं है। तथापि वितरण क्षेत्र में वर्ष 2017-22 के लिए इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और प्रचालकों के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण अवसंरचना की आवश्यकता की गणना 927 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के रूप में की गई है, जबकि वितरण क्षेत्र के इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और प्रचालकों के लिए क्लासरूम प्रशिक्षण हेतु उपलब्ध अवसंरचना का अनुमान वर्ष 2017-22 के लिए 23 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के रूप में लगाया गया है। जल विद्युत क्षेत्र में भी 56 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की आवश्यकता की तुलना में केवल 34 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की ही प्रशिक्षण अवसंरचना उपलब्ध है। इस प्रकार जल विद्युत क्षेत्र में वर्ष 2017-22 के लिए 22 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की कमी है।

816 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के अनुरूप अवसंरचना अंतराल को दूर करने और वर्ष 2017-22 की अवधि में प्रशिक्षण भार को पूरा करने के लिए संबंधित संगठनों द्वारा भारी मात्रा में निधियों का निवेश आवश्यक होगा।

वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए आवश्यक प्रशिक्षण अवसंरचना 1335 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के प्रशिक्षण भार को पूरा करने के लिए है, जो वर्ष 2017-22 की अवधि में 1267 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की प्रशिक्षण अवसंरचना आवश्यकता से थोड़ा अधिक है।

## 14.4.2 थर्मल सिमुलेटर अवसंरचना के लिए निधियन

सीईए की गजट अधिसूचना संख्या सीआईई/1/59/सीईए/ईआई (संरक्षा ओर विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के अनुसार ताप विद्युत प्लांटों के ओ एंड एम प्रभागों में कार्यरत कार्मिकों को दो सप्ताह का सिमुलेटर प्रशिक्षण दिया

जाना चाहिए। सिमुलेटर प्रशिक्षण के लिए उपलब्ध अवसंरचना की गणना देश में उपलब्ध मौजूदा सिमुलेटरों के आधार पर की गई है, जो 4.80 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के समतुल्य है। वर्ष 2017-22 के लिए अवसंरचना आवश्यकता की गणना 5.79 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष के रूप में की गई है। इस प्रकार थर्मल सिमुलेटर अवसंरचना के मामले में 0.99 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की कमी है।

16 के बैच आकार और एक वर्ष में 22 बैचों की कुल संख्या को ध्यान में रखते हुए एक प्रशिक्षण सिमुलेटर एक वर्ष में 0.704 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष का प्रशिक्षण दे सकता है। अतः वर्ष 2022-27 के दौरान 0.99 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की प्रशिक्षण आवश्यकता में कमी को पूरा करने के लिए आवश्यक सिमुलेटर अवसंरचना के सृजन हेतु सिमुलेटर अवसंरचना लागत की गणना 8.67 करोड़ रूपए के रूप में की गई है।

इस संदर्भ में कोई निधियन आवश्यक नहीं है क्योंकि एनपीटीआई कुछ नए थर्मल सिमुलेटर अधिग्रहित करने के लिए पहले से ही आवश्यक कार्रवाई कर रहा है।

#### 14.4.3 जल विद्युत सिमुलेटर अवसंरचना के लिए निधियन

सीईए की गजट अधिसूचना संख्या सीईआई/1/59/सीईए/ईआई (संरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के अनुसार जल विद्युत पावर प्लांटों के ओ एंड एम प्रभागों में कार्यरत लोगों के लिए एक सप्ताह का सिमुलेटर प्रशिक्षण लेना अनिवार्य है। सिमुलेटर प्रशिक्षण के लिए उपलब्ध अवसंरचना की गणना देश में उपलब्ध मौजूदा सिमुलेटरों की संख्या के आधार पर की गई है, जो 0.45 हजार व्यक्ति प्रतिवर्ष है। वर्ष 2017-22 के लिए अवसंरचना आवश्यकता की गणना 1.32 हजार व्यक्ति प्रतिवर्ष के रूप में की गई है और वर्ष 2022-27 के लिए 2.88 हजार व्यक्ति प्रतिवर्ष के रूप में की गई है। अतः वर्ष 2017-22 के लिए 0.87 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष की कमी है, जिसे विभिन्न स्थानों पर एनपीटीआई द्वारा 6 सिमुलेटर की स्थापना से पूरा किया जा सकता है। इस प्रकार जल विद्युत सिमुलेटर के मामले में कोई और निवेश आवश्यक नहीं होगा। उपलब्धता की गणना करते समय एक वर्ष में 10 के बैच आकार और कुल 44 सप्ताह के प्रशिक्षण पर विचार किया गया है, अतः 1 प्रशिक्षण सिमुलेटर 0.44 हजार व्यक्ति सप्ताह प्रतिवर्ष का प्रशिक्षण प्रदान कर सकता है।

#### 14.4.4 प्रशिक्षण के लिए निधियन

वर्ष 2017-22 की अवधि में वार्षिक प्रशिक्षण भार को पूरा करने के लिए आवश्यक अवसंरचना के सृजन हेतु भारी मात्रा में निवेश आवश्यक होगा।

तथापि यह प्रस्ताव किया जाता है कि नई अवसंरचना के सृजन के बजाय केरल और मध्य प्रदेश में स्थापित किए जाने वाले 2 संस्थानों के साथ-साथ एनपीटीआई के सभी संस्थानों का उपर्युक्त प्रशिक्षण भार को पूरा करने के लिए पूरी तरह से सद्पयोग किया जाए।

#### 14.5 सिफारिशें

- केंद्रीय/राज्य / निजी क्षेत्र के अंतर्गत आनेवाले सभी संगठनों से सीईए (संरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम 2010 के विनियम 6 और 7 में अधिदेशित किए अनुसार सरकार (सीईए / एमओपी) द्वारा मान्यता प्राप्त संस्थानों में अपने कार्मिकों को प्रशिक्षण दिलाना अपेक्षित है।
- यह प्रस्ताव किया जाता है कि सीईए (संरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम 2010 के विनियम 6 और 7 में उल्लिखित शर्तों के अनुसार केंद्रीय क्षेत्र की बिजली कंपनियों, राज्य क्षेत्र की कंपनियों और आईपीपी ओ एंड एम और पुनश्चर्या प्रशिक्षण प्रदान करें।
- एनपीटीआई को भारत सरकार द्वारा प्रशिक्षण के लिए राष्ट्रीय शीर्ष निकाय के रूप में भूमिका और जिम्मेदारी सौंपी गई है (03 जुलाई 1993 की राजपत्र अधिसूचना के अनुसार) और यह सीईए के विनियम 2010 के विनियम 6 और 7 में अधिदेशित किए अनुसार विद्युत क्षेत्र के कार्मिकों के लिए प्रशिक्षण कार्यक्रम संचालित करता है। विद्युत क्षेत्र से जुड़ी सभी कंपनियों / उद्योगों द्वारा अपने नए भर्ती किए गए कार्मिकों को प्रवेश प्रशिक्षण के साथ-साथ अपने

मौजूदा कार्मिकों को पुनश्चर्चा प्रशिक्षण की अनिवार्य आवश्यकता को पूरा करने के लिए प्रशिक्षण के क्षेत्र में एनपीटीआई की विशेषज्ञता का सदुपयोग किया जाए, जो अपनी प्रशिक्षण आवश्यकताओं को पूरा करने के अलावा एनपीटीआई में उपलब्ध वृहद प्रशिक्षण अवसंरचना का प्रभावी सदुपयोग सुनिश्चित करेंगे।

- स्मार्ट वितरण, स्मार्ट पारेषण और स्मार्ट उत्पादन के क्षेत्रों में भी प्रशिक्षण सुविधाओं का सुदृढीकरण एनपीटीआई के साथ समन्वय स्थापित कर किया जाए, जिससे कि उभरते हुए क्षेत्रों को प्रशिक्षण में शामिल किया जा सके। यह 175 गीगावाट क्षमता वाली सौर, पवन, लघु जल विद्युत आदि नवीकरणीय स्थापनाओं के लिए सक्षम जनशक्ति तैयार करने में सहायक सिद्ध होगा।
- विद्युत मंत्रालय की राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति (एनटीपी) के अनुपालन में सभी संगठनों को प्रशिक्षण संबंधी गतिविधियों के निधियन के लिए विशेष रूप से वेतन बजट के कम-से-कम 5% के समतुल्य प्रशिक्षण बजट आवंटित करने की आवश्यकता है।

**अध्याय 15****निष्कर्ष और सिफारिशें**

राष्ट्रीय विद्युत योजना में 12वीं पंचवर्षीय योजना की समीक्षा, वर्ष 2017-22 के दौरान विस्तृत क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता और वर्ष 2022-27 के लिए संभावित योजना पूर्वानुमान शामिल हैं। राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने के लिए विस्तृत कार्रवाई करने के पश्चात निम्नलिखित निष्कर्ष और सिफारिशें उभरकर सामने आई हैं।

**15.1 12वीं पंचवर्षीय योजना में क्षमता अभिवृद्धि**

- i) 12वीं पंचवर्षीय योजना में 88,537 मेगावाट के लक्ष्य की तुलना में पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से 99,209.6 मेगावाट क्षमता अभिवृद्धि की गई (जिसमें कोयला से 83,560 मेगावाट, लिग्नाइट से 1,290 मेगावाट, गैस से 6,880.5 मेगावाट, जल विद्युत से 5,479 मेगावाट, नाभिकीय ऊर्जा से 2000 मेगावाट क्षमता शामिल है)। यह लक्ष्य की तुलना में लगभग 112% है।
- ii) 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निजी क्षेत्र से कुल क्षमता अभिवृद्धि के लगभग 56 % के साथ निजी क्षेत्र की कंपनियों ने बिजली क्षेत्र की क्षमता अभिवृद्धि में उल्लेखनीय भूमिका अदा करना शुरू कर दिया है।
- iii) 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि में जल विद्युत और नाभिकीय स्रोतों से क्षमता अभिवृद्धि के लक्ष्य की तुलना में काफी कम उपलब्धियां प्राप्त की गई (कमी : जल विद्युत से 5,451 मेगावाट और नाभिकीय ऊर्जा से 3,300 मेगावाट)। भविष्य में मिश्रित उत्पादन में कोई कमी न हो, इसके लिए जल विद्युत और नाभिकीय क्षेत्र में क्षमता अभिवृद्धि को प्रभावित करने वाले कारकों का तत्काल समाधान करने की आवश्यकता है।
- iv) 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर आधारित कोल पावर प्लांटों से क्षमता अभिवृद्धि का योगदान कोयला आधारित प्लांटों से कुल क्षमता अभिवृद्धि के लगभग 42% के बराबर रहा।
- v) 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 7,202.6 मेगावाट की एकीकृत क्षमता के साथ 37 थर्मल यूनिटों के संदर्भ में आर एंड एम/एलई कार्य पूरा किया गया है। इसके अलावा अपरेटिंग, जीवन विस्तार और पुनर्स्थापना संबंधी कार्यकलापों के जरिए 31 मार्च 2017 की स्थिति के अनुसार कुल 20 जलविद्युत आर एंड एम योजनाओं के लिए 4014.6 मेगावाट की जलविद्युत क्षमता हासिल की गई है।
- vi) 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीकरणीय योजना से 32,741 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि की गई है।

**15.2 मांग पक्ष प्रबंधन**

- i) मांग पक्ष प्रबंधन पर आधारित विभिन्न कार्यक्रमों के कार्यान्वयन, ऊर्जा कुशलता और संरक्षण संबंधी उपायों जैसे एस एंड एल (स्टैंडर्ड और लेबलिंग), उद्योगों में पीएटी (परफॉर्म एचिव ट्रेड) योजना, एलईडी घरेलू और स्ट्रीट लाइटिंग आदि के जरिए विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता में कमी होगी।
- ii) वर्ष 2021-22 और 2026-27 के दौरान क्रमशः 249 बीयू और 337 बीयू की कुल ऊर्जा बचत का अनुमान लगाया गया है। इसके परिणामस्वरूप विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता (बीयू) और पीक मांग (मेगावाट) दोनों में ही कमी होगी।
- iii) देश भर में मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) विनियम (मांग प्रत्युत्तर सहित) तैयार करने के लिए नियामकों के फोरम में एक विशिष्ट पहल शुरू की जाए। नियामकों को उपयुक्त डीएसएम विनियम अधिसूचित करने और डिसकॉम को समयबद्ध आधार पर डीएसएम कार्य योजना तैयार करने के लिए निदेश देना आवश्यक है। नियामक वितरण कंपनियों को अपने क्षेत्रों में ऊर्जा कुशलता उपाय शुरू करने के लिए निदेश दे सकते हैं। वितरण कंपनियों (डिसकॉम) को अपने क्षेत्र में पीक मांग घटाने के लिए डीएसएम परियोजनाओं जैसे लाइटिंग, एयर कंडीशनिंग, कृषि पंपों, रेफ्रिजरेटर और सीलिंग पंखों आदि के कार्यान्वयन के लिए उपयुक्त ढंग से प्रोत्साहन दिया जाए।

**15.3 मांग पूर्वानुमान**

- i) इलेक्ट्रिक पावर सर्वेक्षण समिति (ईपीएससी) द्वारा देश की विद्युत मांग का आवधिक रूप से मूल्यांकन किया जाता है। इसके लिए पिछले वर्षों के दौरान प्रणाली के अनुरूप वास्तविक विद्युत मांग, सरकार की योजनागत और

कार्यान्वित की जा रही नीतियों तथा कार्यक्रमों, भविष्य में पूर्वानुमानित विभिन्न विकासात्मक गतिविधियों, ऊर्जा संरक्षण संबंधी उपायों के प्रभाव आदि को ध्यान में रखा जाता है।

- ii) उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता की गणना के लिए 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग को लिया गया है। ईपीएस रिपोर्ट तैयार करने के लिए की गई कार्रवाई में सभी पणधारकों को शामिल किया जाता है और एक गहन कार्रवाई की गई है। राज्य, क्षेत्र और अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाने के लिए वितरण कंपनी वार विद्युत मांग का पूर्वानुमान लगाया गया है। उत्पादन क्षमता विस्तार की आयोजना के लिए अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और पीक विद्युत मांग को अपनाया गया है, जो नीचे दिए अनुसार हैं:

वर्ष	विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)	पीक विद्युत मांग (मेगावाट)
2021-22	1566	226
2026-27	2047	299

- iii) वर्ष 2016-17 से 2021-22 की अवधि के दौरान विद्युत ऊर्जा आवश्यकता के सीएजीआर की गणना 6.18 % के रूप में की जाती है और वर्ष 2021-22 से वर्ष 2026-27 की अवधि के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का सीएजीआर 5.51 % प्राप्त होता है। वर्ष 2010-11 से 2015-16 की अवधि के दौरान देश में विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का सीएजीआर 5.28 % देखा गया है।
- iv) के. वि. प्रा. द्वारा ईपीएस समिति के माध्यम से 5 वर्ष में एक बार लोड फोरकास्टिंग की जाती है। लोड फोरकास्टिंग करते समय बहुत से अनुमान लगाए जाते हैं। वस्तुतः ये पूर्वानुमान भिन्न होते हैं और इनमें उपयुक्त संशोधन करने की आवश्यकता हो सकती है। अतः यह सुझाव दिया जाता है कि ईपीएस द्वारा लोड फोरकास्टिंग की मध्यावधि समीक्षा की जानी चाहिए, जिससे कि विद्युत क्षेत्र के सभी पणधारकों को निवेश के संबंध में प्रभावी निर्णय लेने में सहायता मिल सके।

## 15.4 क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता

### क) वर्ष 2017-22 के दौरान

- (i) जल विद्युत, नाभिकीय और गैस आधारित ऐसी परियोजनाओं के विकास को वरीयता दी गई है, जो पहले से ही वर्ष 2017-22 के दौरान स्थापना के लिए प्रतिबद्ध हैं। परियोजनाओं की वास्तविक प्रगति के लिए गए मूल्यांकन के आधार पर वर्ष 2017-22 के दौरान 6823 मेगावाट की प्रतिबद्ध जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि पर विचार किया गया है। परमाणु ऊर्जा विभाग (डीओएई) द्वारा प्रस्तुत की गई सूचना के अनुसार आयोजना अध्ययन के लिए वर्ष 2017-22 के दौरान 3300 मेगावाट की नाभिकीय क्षमता पर विचार किया गया है। ऐसी परियोजनाओं, जो निर्माण के विभिन्न चरणों पर हैं, के आधार पर 406 मेगावाट की गैस आधारित क्षमता पर विचार किया गया है।
- (ii) 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2021-22 के लिए मांग पूर्वानुमानों को ध्यान में रखते हुए 406 मेगावाट गैस आधारित, 6823 मेगावाट जलविद्युत, 3300 मेगावाट नाभिकीय, 117756 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2017-22 के दौरान 22716 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता को बंद किए जाने की संभावना के मद्देनजर अध्ययन के परिणामों से यह पता चलता है कि वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान 6445 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक है। तथापि, 47855 मेगावाट की कुल क्षमता वाली कोयला आधारित विद्युत परियोजनाएं निर्माण के विभिन्न चरणों पर हैं और इनका लाभ वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान प्राप्त होने की उम्मीद है। इस प्रकार वर्ष 2017-22 के दौरान कुल क्षमता अभिवृद्धि 176140 मेगावाट होने की संभावना है।

- (iii) वर्ष 2017-22 के दौरान 7.18% के मांग सीएजीआर को ध्यान में रखते हुए एक वैकल्पिक परिदृश्य भी तैयार किया गया है। यह पाया गया कि बढ़े हुए मांग परिदृश्य के मामले में वर्ष 2017-22 के दौरान 19,700 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक है। तथापि 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता निर्माण के विभिन्न चरणों पर है और इसका लाभ वर्ष 2017-22 के दौरान प्राप्त होने की उम्मीद है।
- (iv) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से व्यापक क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम को देखते हुए हाइड्रो और गैस आधारित पावर स्टेशनों से नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से जुड़ी हुई परिवर्तनीयता और अनिश्चितता को दूर करने के लिए संतुलन पावर उपलब्ध कराकर महत्वपूर्ण भूमिका अदा करने की अपेक्षा है। अतः जल विद्युत से क्षमता अभिवृद्धि को समय पर पूरा करने और गैस की समस्या से जूझ रहे पावर प्लांटों को प्राकृतिक गैस की पर्याप्त आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए उपयुक्त उपाय किए जाएं।
- (v) विद्युत अधिनियम 2003 के अनुसार के. वि. प्रा. को उत्पादन और पारेषण के लिए राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करनी होती है। उत्पादन की आयोजना का आधारभूत उद्देश्य मांग पूर्वानुमानों के आधार पर आदर्श उत्पादन मिश्रण का पता लगाना है। इस बात को ध्यान में रखते हुए उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि की आयोजना के लिए एक एकीकृत पहल अपनाने की आवश्यकता है, जिसमें विभिन्न संबंधित मंत्रालयों जैसे एमओपी, एमएनआरई, डीओई आदि को शामिल किया जाए।
- (vi) क्षमता अभिवृद्धि की दर, विशेष रूप से कोयला आधारित स्टेशनों से वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान मांग में वृद्धि की दर से पिछड़ गई है। 6.18% के सीएजीआर के अंतर्गत संभावित मांग और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 175 गीगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के साथ वर्ष 2021-22 तक कोयला आधारित स्टेशनों का पीएलएफ घटकर लगभग 56.5% होने की संभावना है। मांग बढ़ने की स्थिति में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत जैसे अन्य परिवर्ती ऊर्जा स्रोतों में कोई परिवर्तन के बिना अथवा कोयला आधारित पावर प्लांटों के बंद होने से कोयला आधारित स्टेशनों का पीएलएफ निश्चित रूप से बढ़ जाएगा।

#### ख) वर्ष 2022-27 के दौरान

- (i) जल विद्युत, नाभिकीय और गैस आधारित ऐसी परियोजनाओं के विकास को वरीयता दी गई है, जो पहले से ही वर्ष 2022-27 के दौरान स्थापना के लिए प्रतिबद्ध हैं। के. वि. प्रा. द्वारा संस्तुत की गई परियोजनाओं के आधार पर 12000 मेगावाट की जल विद्युत क्षमता अभिवृद्धि पर 2022-27 के दौरान विचार किया गया है। परमाणु ऊर्जा विभाग (डीओई) द्वारा प्रस्तुत की गई सूचना के अनुसार आयोजना अध्ययन के लिए वर्ष 2022-27 के दौरान 6800 मेगावाट की नाभिकीय क्षमता पर विचार किया गया है। देश में प्राकृतिक गैस की भारी कमी को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2022-27 के दौरान किसी भी नई गैस आधारित पावर परियोजना पर विचार नहीं किया गया है। अध्ययन के लिए 21600 मेगावाट के समतुल्य विद्युत का पड़ोसी देशों से आयात करने पर विचार किया गया है।
- (ii) 19वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2026-27 के लिए मांग पूर्वानुमानों को ध्यान में रखते हुए 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि पहले से ही निर्माणाधीन है और वर्ष 2017-22 के दौरान इसका लाभ प्राप्त होने की उम्मीद है, 6800 मेगावाट नाभिकीय, 12000 मेगावाट की जल विद्युत, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 100000 मेगावाट की प्रतिबद्ध क्षमता अभिवृद्धि और वर्ष 2022-27 के दौरान 25572 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता के बंद होने की संभावना को ध्यान में रखते हुए अध्ययन के परिणामों से यह पता चलता है कि वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान 46420 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि आवश्यक है। परिणामों में दर्शाई गई वर्ष 2022-27 के दौरान आवश्यक यह क्षमता अभिवृद्धि वस्तुतः पीक क्षमता आवश्यकता है, जिसे ग्रिड में पूरा किया जाना चाहिए। इस क्षमता आवश्यकता को किसी भी पारंपरिक ऊर्जा स्रोत से पूरा किया जा सकता है, परंतु प्राथमिक रूप से इसे पीकिंग पावर प्लांटों जैसे हाइड्रो, गैस अथवा ऊर्जा शॉर्टेज उपकरणों से पूरा किया जा सकता है।
- (iii) वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान थर्मल पावर प्लांटों का पीएलएफ उत्तरोत्तर रूप से बढ़ेगा और वर्ष 2026-27 तक यह लगभग 61% तक पहुंच सकता है।

- (iv) यह उम्मीद की जाती है कि पहले से निर्माणाधीन 47,855 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि को ध्यान में रखते हुए और वर्ष 2017-22 के दौरान इसका लाभ प्राप्त होने की संभावना के मद्देनजर और वर्ष 2022-27 के दौरान आवश्यक 46420 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता अभिवृद्धि को देखते हुए गैर फॉसिल आधारित स्थापित क्षमता (नाभिकीय + जल विद्युत + नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत) की हिस्सेदारी वर्ष 2021-22 के अंत तक 49.3 % तक बढ़ जाएगी और वर्ष 2026-27 के अंत तक यह और बढ़कर 57.4% हो जाएगी।

### 15.5 थर्मल

- i) भारत विद्युत की कमी की समस्या से उबरकर अब विद्युत अधिशेष परिदृश्य में बढ़ रहा है।
- ii) भारतीय ग्रिड में उपलब्ध अधिशेष विद्युत के सार्क देशों को निर्यात की संभावनाओं की तेजी से तलाश करने की आवश्यकता है और इस पर काम किया जाना चाहिए।
- iii) देश में काफी संख्या में उत्पादन प्लांटों ने अपने उपयोगी जीवनकाल को भली-भांति पूरा किया है। वे पर्यावरण प्रदूषण बढ़ाने में भी अपना योगदान दे रहे हैं। के. वि. प्रा./ विद्युत मंत्रालय ऐसी यूनिटों की पहचान करने और इन अक्षम और पुरानी यूनिटों को बंद करने के लिए एक समयबद्ध कार्य योजना तैयार करने हेतु राज्य सरकारों/ पणधारकों के परामर्श से आवधिक रूप से एक अध्ययन कर सकती है।
- iv) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत) के एकीकरण को ध्यान में रखते हुए बढ़ी हुई रैंपिंग क्षमता और बैकिंग डाउन क्षमता के लिए मौजूदा थर्मल प्लांटों की रेट्रोफिटिंग की संभावनाओं पर निश्चित रूप से विचार किया जाना चाहिए।
- v) किसी शहर के आसपास वाले थर्मल पावर प्लांट नगरपालिकाओं/ कॉर्पोरेशनों के उपचारित सीवेज जल के इस्तेमाल की संभावनाओं की तलाश कर सकते हैं। पावर प्लांटों द्वारा जल की आवश्यकता का उचित मूल्यांकन और सीवेज से उपचारित जल की उपलब्धता का अध्ययन इस प्रयोजन के लिए किया जाना चाहिए।
- vi) भारत में अब 20,000 मेगावाट प्रति वर्ष की पावर प्लांट रेटित उपस्कर विनिर्माण क्षमता उपलब्ध है। ग्रिड में बड़ी मात्रा में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को शामिल किए जाने से देश की आंतरिक मांग को पूरा कर इस पूरी क्षमता का सदुपयोग नहीं किया जा सकता है। इस क्षमता का पूर्ण सदुपयोग सुनिश्चित करने के लिए विनिर्माण कंपनियां इन उपस्करों को दूसरे देशों को आयात करने की संभावनाएं तलाश सकती हैं। यह भारत सरकार की "मेक इन इंडिया" नीति के अनुरूप किया जाएगा।
- vii) ग्रिड में बड़ी मात्रा में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को समाहित करने के लिए थर्मल पावर प्लांटों के भविष्य में कम पीएलएफ पर संचालित किए जाने की संभावना है। कई प्लांटों को उत्पादन के लिए आंशिक / निल अनुसूची दी जा सकती है। बाजार तंत्र जैसे अनुषंगी सेवाओं की रूपरेखा नियामक हस्तक्षेप के जरिए तैयार करने की आवश्यकता है, ताकि थर्मल प्लांटों के मालिक कुछ बची हुई क्षमता का उपयोग करने में सक्षम हो सकें।
- viii) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की परिवर्तनीयता को समाहित करने के पश्चात नेट लोड विशेषताओं के संदर्भ में विद्युत ग्रिड में तेजी से परिवर्तन हो रहे हैं। पारंपरिक पावर प्लांटों में त्वरित रैंपिंग और बैकिंग डाउन क्षमता होनी चाहिए। यह प्रस्ताव किया जाता है कि विभिन्न श्रेणियों की पारंपरिक उत्पादन यूनिटों की रैंपिंग और बैकिंग डाउन संबंधी विशेषताओं का उल्लेख के. वि. प्रा. के मानक में किया जाता है। किसी भी पारंपरिक यूनिट को वाणिज्यिक प्रचालन शुरू करने की घोषणा से पहले अपनी रैंपिंग और बैकिंग डाउन क्षमता प्रदर्शित करनी चाहिए।
- ix) मौजूदा पावर प्लांटों की संतुलन क्षमता का लाभ उठाने के लिए नियामक हस्तक्षेप के जरिए बाजार तंत्र विकसित करना अनिवार्य है। बाजार को संतुलन बाजार में अपनी इच्छा से भागीदारी के लिए ग्रिड में संभावित पणधारकों को उचित मूल्य संकेत उपलब्ध कराने चाहिए।
- x) नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के एकीकरण के कारण ग्रिड की संतुलन आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए जल विद्युत पावर प्लांटों (पीएसपी सहित) के बाद गैस आधारित पावर स्टेशन सर्वाधिक उपयुक्त होते हैं। अतः मौजूदा गैस आधारित स्टेशनों के प्रभावी सदुपयोग के लिए पर्याप्त गैस उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

**15.6 ईंधन की आवश्यकता**

- i) वर्ष 2017-18 के लिए विद्युत कंपनियों के परामर्श से 958 बीयू के कोयला आधारित उत्पादन कार्यक्रम का अनुमान लगाया गया है। वर्ष 2017-18 के दौरान सामान्य मानसून को ध्यान में रखते हुए पावर प्लांटों के लिए कुल 630 मिलियन टन कोयला की आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है।
- ii) वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए 50 मिलियन टन आयातित कोयले सहित क्रमशः 735 मिलियन टन (आधार मामला) और 877 मिलियन टन की कुल आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। माँसून की विफलता के कारण जलविद्युत उत्पादन में 30% की कमी, जिसे कोयला आधारित उत्पादन द्वारा पूरा करना है, को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए कोयला आवश्यकता की गणना की गई है।
- iii) 87.05 एमएमएससीएमडी की विद्युत परियोजनाओं को आवंटित कुल घरेलू गैस की तुलना में वर्ष 2016-17 के दौरान इन गैस आधारित पावर प्लांटों को कुल मिलाकर केवल 29.59 एमएमएससीएमडी गैस आपूर्ति की गई।
- iv) यह अनुमान लगाया गया है कि ग्रिड की संतुलन और पीकिंग आवश्यकता को पूरा करने के लिए गैस आधारित पावर स्टेशनों को कम-से-कम 45.27 एमएमएससीएमडी गैस की आवश्यकता होगी।
- v) भारत सरकार द्वारा लागू की गई स्टैंडेड गैस आधारित उत्पादन क्षमता के लिए योजना केवल दो वर्ष के लिए लागू थी। तथापि देश में गैस आधारित क्षमता के अधिकतम सदुपयोग के लिए एक दीर्घकालिक नीतिगत हस्तक्षेप आवश्यक है।
- vi) गैस आधारित पावर प्लांटों, विशेष रूप से जो आरजीटीआईएल के पूर्वी-पश्चिमी पाईपालाइन से जुड़े हैं, उनके लिए देश में रि-गैसीफिकेशन क्षमता भी चिंता का एक विषय है। तकनीकी बाधाओं के दिशागत प्रवाह आदि के कारण पश्चिमी तट से आयातित आर एल एन जी को पूर्वी तट में अवस्थित पावर प्लांटों तक नहीं लाया जा सकता है। अतः रि-गैसीफिकेशन क्षमता वाली सुविधाओं का सृजन उपयुक्त ढंग से पूर्वी तट में भी किया जाए।

**15.7 जल विद्युत**

- i) यद्यपि भारत में जल विद्युत की अपार संभावनाएं उपलब्ध हैं, फिर भी यहां जल विद्युत का विकास योजनाबद्ध क्षमता अभिवृद्धि के अनुसार नहीं हो पाया है। वस्तुतः देश की कुल स्थापित क्षमता में जल विद्युत क्षमता का प्रतिशत बड़ी तेजी से घट रहा है। जल विद्युत विकास के समक्ष भूमि अधिग्रहण, पुनर्स्थापना एवं पुनर्वास (आर एंड आर) से जुड़े मुद्दे, पर्यावरण एवं वन स्वीकृति आदि जैसी कई समस्याएं हैं। अब जल विद्युत में क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से तेजी से हो रही क्षमता अभिवृद्धि के साथ तुलनात्मक रूप से अधिक महसूस की जा रही है। पंप स्टोरेज और रन ऑफ द रिवर (पांडेज के साथ) प्रकार के जल विद्युत प्लांट ग्रिड की रैंपिंग और संतुलन आवश्यकता को पूरा करने के लिए आदर्श हैं। इस बात को ध्यान में रखते हुए देश में जल विद्युत के विकास से जुड़ी समस्याओं का समाधान करने के लिए उपयुक्त उपाय किए जाने चाहिए।
- ii) वर्तमान में भारत में 4786 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता के साथ 9 पीएसपी हैं। तथापि इनमें से 2600 मेगावाट की स्थापित क्षमता वाले केवल 5 पीएसपी ही चालू हैं। अन्य जल विद्युत प्लांट विभिन्न कारणों से पंपिंग मोड में कार्य नहीं कर रहे हैं। ग्रिड के प्रबंधन के लिए ग्रिड प्रचालकों के पास किसी पंप स्टोरेज प्लांट में जेनरेशन मोड को पंपिंग मोड और विलोमतः उपलब्ध स्विंग एक प्रभावी टूल है। अधिक संख्या में पीएसपी की स्थापना और यह सुनिश्चित करना कि मौजूदा पीएसपी के रूप में संचालन के लिए सक्षम हों, यह आज की आवश्यकता है। देश की पंप स्टोरेज क्षमता को प्रोत्साहित करने और इसके दोहन के लिए उपयुक्त नीति बनायी जाए। यह प्रस्ताव किया जाता है कि ग्रिड के स्थायित्व को बनाए रखने के लिए राज्यों / विकासकर्ताओं/ नियामकों के परामर्श से आरएलडीसी /एसएलडीसी द्वारा इन प्लांटों के प्रचालन का प्रभावी नियंत्रण विकसित करने की आवश्यकता है।
- iii) परिवर्ती नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (सौर और पवन) से जुड़ी परिवर्तनीयता का प्रबंधन करने के लिए संतुलन विद्युत उपलब्ध कराने की योग्यता और क्षमता ज्यादातर जल विद्युत प्लांटों में होती है। तथापि, उपर्युक्त में उनकी भागीदारी कमजोर रही है, क्योंकि मौजूदा समय में इस मद के लिए कोई वित्तीय प्रोत्साहन उपलब्ध नहीं है। किसी हाइड्रो प्लांट के लिए पीक और ऑफ पीक टैरिफ के बीच कोई अंतर नहीं है। इसलिए ग्रिड की संतुलन आवश्यकता को पूरा करने में जिन विद्युत प्लांटों की स्वैच्छिक भागीदारी शुरू करने के लिए उपयुक्त मूल्य संकेत

तैयार करने की आवश्यकता है। इसके अलावा यह प्रस्ताव किया जाता है कि जल विद्युत परियोजना से अवसंरचना लागत को टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजन से हटा दिया जाए।

### 15.8 नवीकरणीय ऊर्जा

- भारत ने दिनांक 31.03.2007 की स्थिति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 57,244.24 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता का लक्ष्य हासिल किया है।
- देश में उपलब्ध उल्लेखनीय नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2022 तक 175 गीगावाट की नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता का लक्ष्य संशोधित किया गया है।
- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के त्वरित विकास के लिए यह आवश्यक है कि यहां नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से संबंधित उपस्करों के लिए पर्याप्त स्वदेशी विनिर्माण सुविधाएं उपलब्ध हों। देश में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से संबंधित उपस्कर विनिर्माण सुविधा की स्थापना को प्रोत्साहित करने के लिए नीतिगत ढांचा तैयार किया जाए। यह भारत सरकार की "मेक इन इंडिया" नीति के अनुरूप होगा।

### 15.9 प्रमुख इनपुट

- मुख्य प्लांट उपस्करों के लिए पर्याप्त विनिर्माण सुविधाएं मौजूद हैं। तथापि, ऑर्डर्स का अभाव सभी विनिर्माताओं की चिंता का विषय बना हुआ है।
- इस्पात मंत्रालय के अधीन स्टील उद्योग के द्वारा आवश्यक विभिन्न स्टील और इस्पात उत्पादों की संरचनाओं धर्मों के बारे में जानकारी को साझा करने और स्टील उद्योग द्वारा उनके स्वदेशी विकास के लिए विद्युत उपस्कर विनिर्माताओं और इस्पात विनिर्माताओं की भागीदारी के साथ एक संयुक्त तंत्र बनाया जा सकता है।
- उद्योगों के बीच बीओपी वेंडर के बारे में सूचना साझा करने के लिए एक संगठनात्मक तंत्र पर विचार किए जाने की आवश्यकता है। इस तरह की व्यवस्था हाथों में मौजूदा आदेश, उपलब्ध टी एंड पी, पिछले प्रदर्शन आदि के बारे में मुख्य विवरण प्रदान कर सकती है। यह डीएचआई या वाणिज्य मंत्रालय के अंतर्गत एक वेब आधारित पोर्टल हो सकता है।
- नई उन्नत प्रौद्योगिकी युक्त बीओपी प्रणालियों जैसे उच्च एकाग्रता घोल निपटान प्रकार की राख (एचसीडीडी) निपटान प्रणाली, कोयला हैंडलिंग प्लांटों के लिए बंद पाइप प्रकार वाले कन्वेयर (सीएचपी), बड़े आकार के आरओ सिस्टम को स्वदेशी स्तर पर बनाने की जरूरत है।
- ओडीसी संचलन एक बड़ी बाधा बना हुआ है; हालांकि, एमओआरएचटी ने ओडीसी की स्वीकृति के लिए एक ऑनलाइन प्रणाली लागू की है, परन्तु, यह देखा जाता है कि इस ऑनलाइन व्यवस्था के बावजूद भी कुछ खास प्रकार की स्वीकृतियों की आवश्यकता होती है क्योंकि बड़ी संख्या में पुल विशेष पुल -, > 50 मीटर लंबाई वाले पुल, संकट वाले पुलों को ऑनलाइन मंजूरी के तहत कवर नहीं किया जाता है। इस प्रकार विनिर्माताओं के लगभग 16 एमटी एक्सल के मानकीकृत अधिकतम एक्सल भार को अपनाने और इसके बाद कोई अनुमोदन आवश्यक न / होने; ओडीसी के लिए एकल खिड़की स्वीकृति निकासी प्रणाली लागू करने अथवा सभी पुलों को नवीनीकृत करने के लिए सभी पुलों की न्यूनतम क्षमता बढ़ाने के लिए एक राष्ट्रीय पुल उन्नयन कार्यक्रम शुरू करने पर गंभीरता से विचार किया जाना चाहिए ताकि ओडीसी के अनुपालन में मौजूदा बाधाओं को दूर किया जा सके और इसमें सुधार किया जा सके।
- रेलवे के साथ परिवहन का एक आकर्षक तरीका बन सकता है साथ अंतर्देशीय जलमार्ग। एनटीपीसी द्वारा फराक्का को कोयला परिवहन की सफलता को कई अन्य स्टेशनों के लिए दोहराया जा सकता है।

- vii) देश में एलएनजी के लिए मौजूदा रीगैसिफिकेशन क्षमता लगभग 21 मिलियन टन प्रति वर्ष है। आगे विस्तार के लिए कई कंपनियां हैं। इसके अलावा राष्ट्रीय गैस ग्रिड को पूरा करने के लिए 15,000 किलोमीटर अतिरिक्त गैस पाइपलाइनें निर्माणाधीन हैं।
- viii) इसके अलावा रेलवे लाइन में भविष्य की बुनियादी सुविधा परियोजनाएं, पोर्ट विकास आदि पीपीपी मोड में किया जाएगा।
- ix) परियोजना क्रियान्वयन की गति से जुड़े मुद्दे पर विस्तार से चर्चा करने, उसकी जांच करने और परियोजना निष्पादन में समग्र सुधार के लिए साइट की तैयारी, टी एंड पी आवश्यकताओं आदि के अनुकूल ढांचा तैयार करने के लिए उपकरण विनिर्माताओं ईपीसी / ठेकेदारों की भागीदारी से एनटीपीसी के तहत एक कार्यदल बनाया जा ए।

### 15.10 निधि आवश्यकताएं

- i) वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान 11,55,652 करोड़ रुपए के रूप में लगाया गया है, जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत क्षमता अभिवृद्धि के साथ-साथ वर्ष 2022-27 के दौरान स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए इस अवधि में किया गया व्यय भी शामिल है।
- ii) वर्ष 2022-27 की अवधि के दौरान क्षमता अभिवृद्धि के लिए कुल निधि आवश्यकता का अनुमान 9,56,214 करोड़ रुपए के रूप में लगाया गया है, जिसमें वर्ष 2027-32 की अवधि के दौरान स्थापित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई शामिल नहीं है।

### 15.11 पर्यावरण

- i) वर्ष 2021-22 और 2026-27 के लिए CO<sub>2</sub> का कुल अनुमानित उत्सर्जन क्रमशः 1026 मिलियन टन और 1173 मिलियन टन है।
- ii) वर्ष 2015-16 के दौरान ग्रिड से जुड़े पावर स्टेशनों का औसत उत्सर्जन घटक 0.721 किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ किलोवाट घंटा था। ऐसी उम्मीद है कि वर्ष 2021-22 में यह घटकर 0.604 किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ किलोवाट घंटा और वर्ष 2026-27 के अंत तक 0.524 किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ किलोवाट घंटा हो जाएगा।
- iii) ग्रिड से जुड़े पावर स्टेशनों से उत्सर्जन की तीव्रता किलोग्राम CO<sub>2</sub>/ जीडीपी (• ) के वर्ष 2005 के स्तर की तुलना में वर्ष 2021-22 के अंत तक घटकर 40.51 % और वर्ष 2026-27 के अंत तक 53.65% होने की उम्मीद है।
- iv) ऐसा अनुमान है कि केवल सब क्रिटिकल यूनिटों की स्थापना वाले परिदृश्य की तुलना में सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित कोल पावर प्लांटों की स्थापना के कारण (31.03.2017) तक 20.69 मिलियन टन CO<sub>2</sub> का उत्सर्जन रोका जा सका।
- v) ऐसा अनुमान है कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से वर्ष 2021-22 के अंत तक वार्षिक आधार पर लगभग 268 मिलियन टन CO<sub>2</sub> उत्सर्जन होने से बचाया जाएगा।
- vi) देश में वर्ष 2015-16 के दौरान 60.97% फ्लाई ऐश के सदुपयोग का लक्ष्य हासिल किया गया है। अभीष्ट मूल्य के संदर्भ में यह 107.77 मिलियन टन के समतुल्य होता है। vii) प्रौद्योगिकी, निवेश, समय-सीमा, भारतीय संदर्भ में उपयुक्तता आदि जैसे सभी घटकों को शामिल करते हुए विस्तृत यूनिटवार व्यवहार्यता अध्ययन किया जाए।

### 15.12 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास

भारतीय विद्युत क्षेत्र में कई समस्याएं हैं, जो भारतीय स्थितियों पर आधारित हैं। अनुसंधान और विकास में संवर्धन के जरिए इन विशिष्ट समस्याओं का समाधान किए जाने की आवश्यकता है। यह सुझाव दिया जाता है कि के. वि. प्रा. इस प्रयोजन के लिए उद्योग और अकादमिक जगत के बीच सेतु का कार्य करे। के. वि. प्रा. में एक स्थायी सेल के साथ देश में अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों को बढ़ावा देने के लिए एक सलाहकार समूह गठित किया जाए। इस सलाहकार समूह में सरकार, उत्पादन, पारेषण और वितरण क्षेत्रों की प्रमुख कंपनियों जैसे एनटीपीसी, एनएचपीसी, बीएचईएल, पावरग्रिड, के. वि. प्रा. आदि; अनुसंधान संस्थानों जैसे सीपीआरआई और अकादमिक संस्थानों जैसे आईआईएससी / आईआईटी / एनआईटी से सदस्यों को शामिल किया जाए।

### 15.13 मानव संसाधन

- i) देश में पर्याप्त संख्या में इंजीनियर, प्रबंधक और डिप्लोमा धारक उपलब्ध हैं। लेकिन आईटीआई जैसे निम्नतर कौशल स्तर के संदर्भ में कमी है।
- ii) यह प्रस्ताव किया जाता है कि केंद्रीय क्षेत्र की सभी कंपनियों, राज्य क्षेत्र की सभी कंपनियों और सभी आईपीपी को के. वि. प्रा. द्वारा सितंबर 2010 में जारी की गई अधिसूचना में उल्लिखित शर्तों के अनुसार पर्याप्त प्रशिक्षण अवसंरचना सृजित करनी चाहिए।
- iii) के. वि. प्रा. ने देश भर में फैले लगभग 74 प्रशिक्षण संस्थानों को मान्यता दी है। इन संस्थानों को सौर, पवन आदि जैसे नवीकरणीय क्षेत्रों में प्रशिक्षण के साथ-साथ वितरण / लाइनमैन प्रशिक्षण के लिए सुदृढ़ किया जाए। विद्युत मंत्रालय की राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुसार सभी संगठनों को प्रशिक्षण संबंधी गतिविधियों के निधियन के लिए विशेष रूप से अपने वेतन बजट के कम-से-कम 5% के समतुल्य प्रशिक्षण बजट आवंटित करने की आवश्यकता है।

**CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY****NOTIFICATION**

New Delhi, the 20th March, 2018

**National Electricity Plan (Volume I Generation)**

**F. No. CEA/PLG/IRP/2/10/2018.**—In exercise of the powers conferred by sub-section (4) of Section 3 of the Electricity Act, 2003 (hereinafter referred to as the Act), the Central Electricity Authority hereby notifies the National Electricity Plan (Volume I: Generation) (hereinafter referred to as the Plan). The Plan covers the Generation and related aspects. As per the stipulation of sub-section (4) of Section 3 of the Act, the Plan is in accordance with the National Electricity Policy, covering review of the 12<sup>th</sup> Plan in detail and detailed plan for the period 2017-22 and perspective plan for the period 2022-27. The Plan is annexed in Appendix (Volume I) .

PRABHAT CHANDRA KUREEL , Secy.

[Advt.-3/4/Exty/491/17]

**PREAMBLE FOR NATIONAL ELECTRICITY PLAN, 2015**

Section 3(4) of Electricity Act, 2003 stipulates that, the Central Electricity Authority (CEA) shall prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such plan once in five years.

Provided that the Authority while preparing the National Electricity Plan shall publish the draft National Electricity Plan and invite suggestions and objections thereon from licensees, generating companies and the public within such time as may be prescribed:

Provided further that the Authority shall –

- a) Notify the plan after obtaining the approval of the Central Government;
- b) Revise the plan incorporating therein the directions, if any, given by the Central Government while granting approval under clause (a).

Further Section 3(5) of said act stipulates that, the Authority may review or revise the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy.

Para 3 of National Electricity Policy, 2005 stipulates that, assessment of demand is an important pre-requisite for planning capacity addition. Also, section 73 (a) of the Electricity Act provides that formulation of short-term and perspective plans for development of the electricity system and coordinating the activities of various planning agencies for the optimal utilization of resources to sub serve the interests of the national economy shall be one of the functions of the CEA. The Plan prepared by CEA and approved by the Central Government can be used by prospective generating companies, transmission utilities and transmission/distribution licensees as reference document.

Accordingly, CEA shall prepare the National Electricity Plan that would be for a short-term framework of five years while giving a 15-year perspective and would include:

- Short-term and long term demand forecast for different regions;
- Suggested areas/locations for capacity additions in generation and transmission keeping in view the economics of generation and transmission, losses in the system, load centre requirements, grid stability, security of supply, quality of power including voltage profile etc. and environmental considerations including rehabilitation and resettlement;
- Integration of such possible locations with transmission system and development of national grid including type of transmission systems and requirement of redundancies; and
- Different technologies available for efficient generation, transmission and distribution.
- Fuel choices based on economy, energy security and environmental considerations.

While evolving the National Electricity Plan, CEA will consult all the stakeholders including State Governments and the State Governments would, at state level, undertake this exercise in coordination with stakeholders including distribution licensees and State Transmission Utilities (STUs). While conducting studies periodically to assess short-term and long-term demand, projections made by distribution utilities would be given due weightage. CEA will also interact with institutions and agencies having economic expertise, particularly in the field of demand forecasting. Projected growth rates for different sectors of the economy will also be taken into account in the exercise of demand forecasting.

Accordingly, the first National Electricity Plan covering the review of 10<sup>th</sup> plan, detailed plan for 11<sup>th</sup> plan and perspective Plan for 12<sup>th</sup> Plan was notified in the Gazette in August, 2007.

The Second National Electricity Plan covering the review of 11<sup>th</sup> plan, detailed plan for 12<sup>th</sup> plan and perspective Plan for 13<sup>th</sup> plan was notified in the Gazette in December, 2013 in two volumes (**Volume-I, Generation and Volume-II, Transmission**).

Inputs from report of Working Group on Power set up by erstwhile Planning Commission headed by Secretary (Power), MOP were used during the formulation of National Electricity Plan. Planning Commission has been replaced with NITI AYO, therefore Chairperson CEA vide letter no. DO No. CEA/PLG/IRP/2/10/2015/439 dated 09.07.2015 had requested MoP for their advice on constituting a Committee for National Electricity Plan. MoP vide letter DO No.38-7/1/2015-PNP dated 27.07.2015 advised CEA to constitute a Committee under Chairmanship of Chairperson, CEA with members from stakeholder's organizations. Accordingly, Chairperson CEA vide Order No. CEA/PLG/IRP/2/10 dated 28.08.2015 constituted a Committee for National Electricity Plan 2015 for the preparation of the National Electricity Plan with following composition & Terms of Reference(TOR).

#### **COMMITTEE FOR PREPARATION OF NATIONAL ELECTRICITY PLAN 2015**

##### **A. CONSTITUTION:**

- i. Chairperson, CEA - **Chairman**
- ii. Chief Engineer(IRP), CEA - **Member Secretary**

##### **MEMBERS**

- i. All Members of CEA
- ii. Economic Advisor, MOP
- iii. Joint Secretary, (MNRE)
- iv. Director General, BEE
- v. Advisor(Energy), NITI Aayog
- vi. Director General, CPRI
- vii. Chairman cum Managing Director, NTPC
- viii. Chairman cum Managing Director, NHPC
- ix. Chairman cum Managing Director, PGCIL
- x. Chairman cum Managing Director, PFC
- xi. Chief Executive Officer, (POSOCO)
- xii. Chairman cum Managing Director, NPCIL
- xiii. Chairman cum Managing Director, REC

##### **B. TERMS OF REFERENCE OF THE COMMITTEE FOR NEP, 2015**

- i. To review the likely achievements vis-à-vis targets set for the twelfth plan period towards generation from conventional sources along with reasons for shortfalls, if any.
- ii. To assess the peak load and energy requirement for the period 2017-22 and perspective forecast for 2022-27.
- iii. To assess the incremental capacity requirement to meet the projected load and energy requirement after considering R & M schemes, renewable and captive injection and suggest the feasible break up in terms of thermal, hydro, nuclear etc.
- iv. To make an assessment of the resource requirement like fuel, land, water, indigenous manufacturing capabilities, infrastructural, human resource for meeting the capacity addition requirements.
- v. To assess investment requirement for generation and transmission capacity **addition during 2017-22.**
- vi. To suggest energy conservation measures through Demand Side Management and suggest a strategy for low carbon growth.
- vii. Review of latest technological development and R & D in the power sector and to assess its suitability for Indian conditions.
- viii. Development of integrated Transmission Plan for the period from 2017-22 and perspective plan for 2022-27 including Grid Security, evacuation of Renewable Energy Sources and exploring SAARC integration.

- C. 1. The NEP committee may co-opt any expert as may be considered necessary.
2. NEP committee may constitute separate sub-Committees on any aspect. The report of the Sub-Committee(s) shall be submitted to NEP Committee for consideration.

The first meeting of the Committee for National Electricity Plan, 2015 was held on 01.09.2015 under the chairmanship of Chairperson, CEA wherein, it was decided to constitute 11 nos. of Sub-Committees to look into different aspects of power sector and provides inputs to committee for NEP. Thereafter NEP Committee had met on 26.11.2015, 07.01.2016, 09.03.2016, and 26.04.2016. The constitution and TOR of the Sub-Committees are given as:

**CONSTITUTION AND TERMS OF REFERENCE OF 11 SUB COMMITTEES CONSTITUTED UNDER COMMITTEE FOR NEP, 2015**

**1. SUB-COMMITTEE- 1- POWER FOR ALL**

**CONSTITUTION:**

- Member, (GO&D), CEA – Chairman
- Chief Engineer (PFA), CEA - Member Secretary

**MEMBERS:**

- CEA-CE(DP&D), CE(PSLF)
- Representatives from REC, MNRE, BEE, PFC, FICCI

**TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Assessment in terms of increase in demand (MW&MU) due to “Power for all” schemes
- Measures for making available reliable and quality power to consumers at affordable rates
- Review effectiveness of 12<sup>th</sup> Plan Schemes like R-APDRP and to suggest modifications and/or give recommendations

**2. SUB-COMMITTEE 2: DEMAND SIDE MANAGEMENT, ENERGY EFFICIENCY & CONSERVATION**

**CONSTITUTION:**

- DG (BEE)- Chairman
- Chief Engineer, (TPE&CC), CEA - Member Secretary

**MEMBERS:**

- Representatives from EESL, PCRA, CIL, IEEMA, ELCOMA, MNRE, NITI Aayog, FICCI
- CEA-CE(DP&D)

**TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Assess Energy Conservation measures implemented and review achievements till 12<sup>th</sup> Plan.
- Assessment of reduction of energy demand and peak demand through Demand Side Management (DSM) and Energy Efficiency Targets for 2017-22 and measures to be adopted
- Achievements and Plans with respect to Missions of Climate Change

**3. SUB-COMMITTEE 3: DEMAND PROJECTION**

**CONSTITUTION:**

- Member, (Planning), CEA – Chairman
- Chief Engineer, (PSLF), CEA - Member Secretary

**MEMBERS:**

- CEA- CE(PFA), Member Secretary(RPCs)
- Representatives of BEE, NITI Aayog, POSOCO, MNRE

**TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Demand Assessment in terms of peak and energy requirements for the period from 2017-22 and 2022-2027 considering impact of PFA, DSM and Energy Conservation Measures.

**4. SUB-COMMITTEE 4- REVIEW OF 12<sup>TH</sup> PLAN AND GENERATION PLANNING**

**CONSTITUTION:**

- Member, (Planning), CEA – Chairman
- Chief Engineer (IRP), CEA - Member Secretary

**MEMBERS:**

- CEA- Director (IRP), Director (RE), Director (TPM), Director (HPM), Director (OM), Director (TPI), Director (HPI), Director(PSLF), Director(GM)
- POSOCO, NPCIL, MNRE

**TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- To review the likely achievement vis-a-vis targets during 12<sup>th</sup> Plan period towards generation including non-conventional sources and R&M/LE. Reasons for shortfalls, if any.
- Assessment of generation capacity addition during 2017-22 from grid connected Renewable Energy Sources
- Recommend optimal mix of additional Generation Capacity for 2017-22 – Listing of Projects & their phasing and advance action for 2022-27 including broad identification of projects
- Assess potential for R&M/LE and formulate plans to maximize benefit (efficiency & capacity utilization)

#### **5. SUB-COMMITTEE 5- INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES**

##### **CONSTITUTION:**

- Member, (PS), CEA- Chairman
- Chief Engineer, (PSP&A-II), CEA- Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- CEA- CE(RE), CE(GM), CE(IRP), CE(RA), CE(PSLF), NITI Aayog
- Representatives from POSOCO, RPCs, MNRE, PGCIL

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Issues relating to seamless integration of Renewable Energy Sources into Power System
- Balancing requirement for Renewable
- Flexible Generation

#### **6. SUB-COMMITTEE 6- TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT AND RESEARCH & DEVELOPMENT**

##### **CONSTITUTION:**

- Director General, CPRI -Chairman
- Executive Director (NETRA), NTPC - Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- Representatives from IEEMA, IIT- Kanpur, PGCIL, DST, BHEL, MNRE
- CEA-CE(R&D), CE(TETD), CE(HETD), CE(SETD)

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Review of Existing R&D Facilities & Programmes in Power Sector
- Recommendations regarding Science & Technology programmes to be implemented during 2017-22, including identification, transfer and diffusion of technology in various areas of the Power Sector.

#### **7. SUB-COMMITTEE 7: FUEL REQUIREMENT**

##### **CONSTITUTION:**

- Member, (Planning), CEA- Chairman
- Chief Engineer, (FM), CEA - Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- Representatives from MoP&NG, MoC, NPCIL, NLC, MNRE
- CEA- CE(IRP) and CE(TPI)

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Identify and quantify the different types of fuel required to meet the capacity addition, source-wise fuel availability etc.

#### **8. SUB-COMMITTEE 8- FUND REQUIREMENT**

##### **CONSTITUTION:**

- Member, (E&C), CEA - Chairman
- Chief Engineer (F&CA), CEA- Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- Representatives from MOP, PFC, REC, NTPC, NHPC, PGCIL, NITI Aayog, NPCIL, MNRE
- CEA- CE(TPI), CE(HPI), CE(PSP&A)

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE**

- Review of financial issues relevant to Power System.

- Identify the investment required to meet the capacity addition and associated transmission system, possible sources of funds etc.

#### **9. SUB-COMMITTEE 9- KEY INPUTS FOR POWER SECTOR**

##### **CONSTITUTION:**

- Director, (Projects), NTPC - Chairman
- Chief Engineer, (TETD), CEA - Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- CEA-CE(TPI), CE(PSP&A), CE(SETD), MNRE, FICCI
- Representatives of BHEL, Ministry of Railways, Steel, MoP&NG, Shipping, Surface transport, Cement, Private equipment Manufacturers, CII

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Identify the key inputs required for meeting the capacity addition requirement.
- To assess infrastructural support required for Power capacity addition during 2017-22 & 2022-27.
- Land and Water requirement.
- Transport (Railways, Roads, Waterways, pipeline, LNG terminals).
- Port Facilities
- Construction & Manufacturing Capabilities specifically erection machinery & erection agencies including Civil & BOP contractors.
- Steel, Cement, Aluminium and other materials.

#### **10. SUB-COMMITTEE-10: TRANSMISSION PLANNING**

##### **CONSTITUTION:**

- Member, (PS), CEA - Chairman
- Chief Engineer (PSP&A-II), CEA - Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- CEA- CE(PSP&A-I), CE(PSPM), CE(SETD), RPCs
- Representative of PGCIL, POSOCO, MNRE, Haryana, Orissa, Gujarat, Tamil Nadu, one of the North Eastern State

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Review of achievement of 12th Plan targets for transmission and reasons of shortfall
- Development of integrated Transmission Plan for the period from 2017-22 and perspective plan for 2022-27
- Explore SAARC integration
- Green Corridor
- Technological development in Transmission

#### **11. SUB-COMMITTEE-11: HUMAN RESOURCE REQUIREMENT**

##### **CONSTITUTION:**

- Director General (NPTI)-Chairman
- Chief Engineer(HRD), CEA- Member Secretary

##### **MEMBERS:**

- Representative of PGCIL, NTPC, NHPC, MNRE, Two State Gencos
- Representative from National Skill Development Corporation

##### **TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:**

- Assess the human resource requirement
- Human Resource Development plan

In view of the stipulations of the Act as mentioned above, exercise for preparation of the NEP was undertaken by CEA. This Plan is outcome of the inputs provided by various Sub Committees of the NEP. The Draft NEP was published on the CEA and MoP website for views/suggestions/objections from the stakeholders and general public. A summary of relevant comments received from various stakeholders, along with the action taken thereof, is given in **Table I** below.

#### **Summary of Comments received on Draft Report of**

## National Electricity Plan (Generation)

Table I

S.NO.	SUMMARY OF THE COMMENTS	ACTION TAKEN	MODIFICATION IN NEP
<b>1</b>	<b>POSOCO</b>		
	<b>Demand projections</b> The following two issues have been left out in arriving at projected demand. (i) Impact of space cooling requirements on power demand; (ii) Impact of electric vehicle mobility on power demand.	The Final NEP is based on projections of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
1.1			
1.2	It is suggested that NEP may be reviewed at least once in two years.	It has been recommended in NEP for mid-term review of EPS. Based on the review, NEP would be revised, if required.	No
1.3	It is suggested that the list of the power plants planned for retirement, which is of the order of 5200 MW, may be given in annexure.	List of power plants considered for retirement is given as Annexure in NEP.	Yes
1.4	Various outputs from EGEAS Software may be given as an Annexure to the NEP.	EGEAS outputs are voluminous. Inclusion of these as a part of NEP would unnecessarily increase the volume.	No
1.5	It might be worthwhile to consider studying a lower growth rate of say 5%.	Will be done, if required, after mid-term review of EPS.	No
1.6	There is an inherent assumption that coal plants would not face water scarcity in case of failure of monsoon.	Percentage of coal-based plants affected due to water scarcity is quite low when compared with the total installed capacity of the coal-based plants in the country. With the integration of renewable energy sources in the grid, coal based plants are expected to run at a low PLF which will also reduce their water requirement.	No
1.7	Some power plants have very poor levels of fly ash utilization.	As suggested, this is now included in NEP	Yes.
1.8	NREL Report concludes that there is hardly any impact on emissions due to frequent cycling and ramping of the power plants.	Further detailed studies may be needed to establish the correlation between emission and cycling.	No
1.9	There is a need to include system planners and system operators also in the capacity building and training programmes.	The manpower projections and training requirement for the period 2017-22 and 2022-27 include the requirement of system planners and operators. The microscopic categorization is taken care in the Skill Development Plan of the MoP	No
1.10	A separate chapter on storage technologies could also be added.	Storage technology is in nascent stage and it would be premature to discuss in detail in NEP about its implementation impact in load management vis-a-vis cost-effectiveness.	No
1.11	Minor typographical errors in draft NEP.	Taken care of.	Yes.

<b>2</b>	<b>MAHAVITRAN- MAHARASHTRA</b>		
2.1	A realistic Demand projection for next five years (FY2017-18 to FY 2021-22) is required.	The Final NEP is based on projections of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
2.2	Overstated demand would result in stranded capacity and corresponding Transmission Capacity requirement, which results in increase in consumer tariff.		
2.3	Distribution Licensee wise projected demand needs to be provided in NEP	The details are available in 19 <sup>th</sup> EPS.	No
2.4	No mention of peak load management for each Distribution Licensee in the NEP	Not within the scope of NEP	No
2.5	How the State wise targets of DSM have been arrived?	The state-wise target were worked out by BEE and the figures were furnished by DSM Sub-Committee-02, which is headed by DG, BEE.	No
2.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>The cost of renewable energy purchases has severely affected MSEDCL finances in recent years. Therefore, the concerns of Distribution Licensee cannot be ignored while promotion of renewable energy.</li> <li>Construction of transmission infrastructure like "Green Corridor" would significantly impact transmission tariff</li> <li>The investment requirement for RE Capacity addition and grid interaction of RE Capacity will have large-scale implications on consumer tariffs.</li> <li>175 GW of Renewable Energy Capacity has been envisaged to be commissioned by the end of FY 2021-22. The aforementioned capacity has to be integrated with the grid which is a critical task and comes with a cost.</li> </ul>	<p>The cost of RES should be seen from the perspective of the overall sustainability. Analysis should not be focussed only on short-term tangible cost-benefit analysis. Long-term societal cost-benefit should also be factored.</p> <p>Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.</p>	No
2.7	MEDA is the nodal agency for development of renewable energy in the State. The renewable energy potential may be considered as per MEDA data	The RES figures projected in the Draft NEP is as per MNRE data.	No
2.8	In Annexure 6.3, the target to be achieved by 2022 (solar – 11926 and wind 7600) seems to be on higher side		
2.9	Considering the large capacity addition from RE Generation Sources along with coal based capacity addition, it is expected that the thermal power plants would be left stranded or run at lower PLF.	This has already been highlighted in NEP	No
2.10	It is suggested that a separate chapter on investment is required	A separate chapter on Fund Requirement is already there in NEP.	No
<b>3</b>	<b>HARYANA POWER PURCHASE CENTRE</b>		
3.1	As on today up to 25 MW Hydro plants are covered under renewable power category. This range should be enhanced upto 100 MW to promote higher range capacity plants. The cost of smaller plants is more than the large plants in term of cost per MW.	It is as per MNRE. However, the suggestion given is being included in the recommendations of NEP	Yes
3.2	Solar power is available only during off peak	The NEP is concerned with	No

	hours which will further increase the gap between Peak and off peak. The government should promote off grid solar power system as it is more beneficial.	meeting the demand of the grid connected loads.	
3.3	Transmission system strengthening should be done optimizing the source to be consumed in the same region and inter region should be planned in future to reduce the impact in POC charges.	It is dealt in Volume 2- Transmission of NEP.	
3.4	The availability of gas based plants during peak hours shall help in reducing the gap between the off peak and peak hours. As such, the availability of natural gas to the gas based power plants may be increased.	It has already been recommended in NEP.	No
<b>4</b>	<b>GRIDCO</b>		
4.1	i) Region-wise demand forecast may be brought out in NEP. ii) Area-wise and location-wise capacity additions from different energy sources may be given in Plan.	i) Region-wise demand forecast has been brought out in the 19 <sup>th</sup> EPS. ii) State-wise locations for capacity additions from different energy sources are given in the NEP.	No
4.2	----the planning period in which 50,025 MW under construction <b>coal-based generating units</b> for capacity addition has been envisaged. The details of locations /capacity and commercial operation dates may also be given.	The coal based capacity under construction for likely benefit during 2017-22 have been revised to 47,855 MW. The details of locations /capacity and year-wise commissioning dates are given in annexure.	Yes
4.3	It is requested to identify the planning period during which the UMPPs have been scheduled for commissioning.	At the time of preparation of NEP, details were not available.	No
4.4	<b>Retirement of old units</b> – i) Name of the units being retired during 2017-22 may be given. ii) ----whether it would be prudent to retire best performing units because of its age and capacity	List of power plants considered for retirement is given in NEP.	Yes
4.5	GCV issue may be focused in the NEP as “despatch GCV” of coal should be approximately equal to the “as received GCV”.	Third party sampling for ascertaining the GCV of coal is already in place.	No
4.6	----planning study should suggest replenishing the coal bearing States from the renewable energy equivalent to that sacrificed from coal-based generating plants ----	Not within the scope of Planning.	No
4.7	i) Region-wise demand forecast may be brought out in NEP. ii) Area-wise and location-wise capacity additions from different energy sources may be given in Plan.	i) Region-wise demand forecast has been brought out in the 19 <sup>th</sup> EPS: ii) State-wise locations for capacity additions from different energy sources are given in the NEP.	No
<b>5</b>	<b>GOVERNMENT OF TELANGANA</b>		
5.1	Spinning reserve requirements may be stipulated keeping in view the key risks the system is likely to face, including falls in solar insolation (given the high RE capacity planned	5% Spinning Reserve is taken as per National Electricity Policy, 2005.	No

	in the grid) and technical failure of generating stations.		
5.2	Assumption of 40% of Solar energy from solar rooftops is highly optimistic and government /DISCOMs need to proactively take steps to increase penetration of solar roof tops.	Data regarding capacity addition from Solar Rooftop aggregating 40 GW is as per MNRE.	No
5.3	In order to be able to achieve PFA by 2019, it is imperative for Central Government to ease funding to the DISCOMs especially Telangana Discoms.	It is outside the purview of NEP.	No
5.4	A roadmap for capacity building in these areas be also included in the NEP. The roadmap could plan for creation of Centre of Excellence in RE integration and management in each state/DISCOM Recent initiatives by states include a dedicated load management centre for renewables. Efforts are required to strengthen such initiatives and ensure capable manpower for their operations	A Separate chapter 14 is provided for Human Resource Development in Power Sector in NEP wherein the capacity building in Renewable sector is mentioned.	No
5.5	Penetration of 800 MW of Solar Water Heating system may be optimistic and may be moderated.	800 MW of Solar Water Heating system is as per MNRE projection.	No
5.6	To assess the efficacy of the TOD/TOU programmes, discoms may undertake studies after a year of implementing the TOD/TOU scheme. Suitable adjustments may be made on the TOD/TOU time slots as well as incentive to achieve the desired objective of reducing the peak load on the system.	Not within the scope of NEP	
5.7	Government should increase awareness among consumers about the programme. A strong monitoring and verification mechanism needs to be implemented and benefits case needs to be established on the savings.	This needs to be done at the DISCOM's end.	No
5.8	Computation of Peak demand by using load factor might not give realistic picture considering changes in demand drivers. The plans of state discoms on load management need to be factored. simple load factor multiplication for energy saving from Energy efficiency measures to arrive peak demand reduction would not be reflective of the true system conditions	The Final NEP is based on projections of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
5.9	As seen in the sensitivity analysis, PLF of coal based thermal plants is highly dependent on RES and hydro capacity additions. And also variation in load during 24 hours of day would result in backing down of thermal plants beyond their technical minimum. Hence, it is advisable to encourage state and central Gencos in reducing technical minimum of coal based thermal plants for grid stability and to provide reliable power to the consumers  Countries such as Germany, which have high	It has already been mentioned in the Recommendation chapter 15 of NEP.	No

	RE have made significant progress in increasing the flexibility of their thermal plants and making them more responsive to demand.		
5.10	Potential of Wind-solar hybrid plant across India needs to be established and hybrid plants needs to be encouraged to be set up at those locations.	It is in the scope of MNRE.	No
5.11	The state of Telangana has a potential of 4244 MW of wind as per the latest NIWE estimates. In addition, potential also exists for Hydro, biomass and waste to energy power generation.	The figures projected in NEP is as per MNRE.	No
5.12	The installed capacity of RE Technologies in Telangana as on 31.03.2016 is as follows – Biomass..... 58.00 MW Bagasse..... 124.15 MW Small Hydro..... 25.56 MW Municipal Solid Waste .....18.6 MW Industrial Waste .....18.5 MW Wind.....77.7 MW Solar.....527.84 MW		No
5.13	While hydro power is a flexible solution, control over release of water does not always stay with the SLDC. This might possibly limit the hydro plants to be used as peak load plants. Going forward, due to massive RES capacity addition, it is prudent to have peak load energy sources for grid balancing. Hence, there should be options to secure gas for gas-based power projects. Pricing and production clarity on domestic gas and adequate sources of R-LNG are important to ensure operations of gas-based plants	The crucial role of hydro and gas based plants in meeting the balancing requirements of RES has been elaborately highlighted in NEP.	No
5.14	View on likely off-take of electric vehicles and its impact on the grid can be discussed.	19 <sup>th</sup> EPS has factored this.	No
5.15	Managing deficit is crucial but managing surplus would also be another key issue to be addressed in future. This would necessitate more robust and dynamic short term market. NEP should discuss about complexities in short term market and bottlenecks that need to be addressed by SLDC/ DISCOMs.	Host of regulatory issues are involved. Regulators may have to address this.	No
5.16	Going forward, it is prudent to widen the scope of IT intervention and automation in G-T-D to manage the grid stability and to optimize the costs. Hence, elaborate the same.	Outside the scope of NEP.	No
5.17	Spinning reserve requirements may be stipulated keeping in view the key risks the system is likely to face, including falls in solar insolation (given the high RE capacity planned in the grid) and technical failure of generating stations.	5% Spinning Reserve is taken as per National Electricity Policy,2005.	No
<b>6</b>	<b>POWER COMPANY KARNATAKA LIMITED(PCKL)</b>		
6.1	The target of Renewable capacity of 175 GW by 2022 has to be reviewed.	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
6.2	Repowering of existing wind power projects under the existing "Policy for repowering of	The suggestion is incorporated in the recommendation of Final	Yes

	wind power projects” may be encouraged along with going for new wind power projects.	NEP.	
6.3	Hydro and gas based power plants shall be reserved for peaking support and for balancing the grid by providing suitable tariff mechanism	The NEP has been formulated based on this philosophy only. Regulators have to address the tariff design issue.	No
6.4	Review committee at national level and regional level may be considered under NEP to monitor the progress of the projects.	Recommendations of the review in already included in the NEP.	No
6.5	List of the coal based projects of 50,025 MW under construction may be provided in the NEP.	This is being added in the NEP	Yes
6.6	Suitable mechanism may be evolved for avoiding building up of the stranded capacities and for utilization of any such existing stranded capacities.	Setting up of power plants is largely delicensed as per Electricity Act 2003. NEP is a reference document which helps the prospective investor in facilitating the decision making process.	No
6.7	Some typographical errors have been mentioned.	Necessary corrections has been done in final NEP.	Yes
<b>7</b>	<b>BRPL</b>		
7.1	Consider Hydro projects as Renewable sources.	This is being added in the recommendation	Yes
7.2	DSM should be encouraged to reduce Peak load.	This has already been incorporated in the NEP.	No
7.3	The resultant tariff of RES after balancing adjustment could be uncompetitive with prevailing coal prices.	The cost of RES should be seen from the perspective of the overall sustainability. Analysis should not be focussed only on short-term tangible cost-benefit analysis. Long-term societal cost-benefit should also be factored.	No
7.4	RE capacity has been highly exaggerated and impractical.	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
7.5	Pumped storage plants are commercially unviable.	Pumped storage plants are expected to play a crucial role in meeting the balancing and ramping requirement of the grid. Regulators need to design necessary Tariff for this	No
7.6	Old and inefficient plants should be phased out rather than increasing the Capex. DISCOMs are highly affected by increasing cost by installing necessary equipment.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	Yes.
<b>8</b>	<b>NITI AAYOG</b>		
8.1	It is suggested that cost implications of all the three scenarios need to be compared for planning purpose.	Government of India has set up the target of 175 GW for renewable energy sources. The major focus is to arrest adverse climate change. Further, RES technology is evolving compared to the mature technology of conventional plants. Hence, cost comparison would be highly subjective.	No

8.2	It is suggested that the National Electricity Plan should not keep capacity addition static for coal-based generation, but should lower capacity augmentation, which could work at higher PLF.	Setting up of coal based plants is delicenced. Decision of setting up of power plants is dependent on the individual wisdom of investor.	No
8.3	It has been stated that presently, existing gas-based power plants are operating at very low PLF (23%) and few gas-based power plants are lying idle due to non-availability of natural gas. As per electrical demand projects by CEA, the gas based project projects are likely to operate at 23% PLF. This is matter for serious consideration.	In NEP, the role of gas based plants have been highlighted and the minimum requirement of gas for RES integration has also been specified.	No
8.4	Considering the electricity demand projections and capacity addition Plan of CEA, the Hydro Generating are likely to operating at 36% of total capacity. This will also result in sub optimal operation of hydro projects.	Utilisation of Hydro Plants depends on the available hydro energy. For study purpose, Design Energy has been taken into consideration. There is no question of Sub optimal Utilization of Hydro Power.	No
8.5	It is proposed that CEA may take up an exercise to estimate balancing capacity	Balancing Capacity will be covered in Volume. II- Transmission of NEP.	No
8.6	Cost norms considered for calculating the fund requirement for the generation sector has been taken on higher side of coal (Rs. 7 crore per MW) and hydro (Rs. 10 Crore per MW) sector. Opening up of competitive bidding route for generation sector should have brought down the cost per MW of installation cost. This needs to be reconciled.	The Cost/MW norms considered are as per actual trend of expenditure plus additional costs due to new environmental norms.	No
8.7	Moving from super critical technology to ultra/advanced super critical technology is the key for substantial improvement in efficient utilisation of natural resource (coal)	It has already been taken in NEP.	No
8.8	As regards the RE Integration, no estimates have been done in respect of back up storage solution required when no power generates from RE.	It has already been mentioned in Volume. II- Transmission of NEP.	No
8.9	The NE plan has identified different types of costs to be incurred during integration of RE in the main grid but has not provided cost estimates of such costs.	It is in the nascent state. Therefore, estimation of cost at this stage is very subjective.	
8.10	For R&D projects, new technology like quantum dots, Organic coatings, Multi-junction cells, and third generation technology like solar panels which utilizes UV and infrared-spectrum which ultimately increases the efficiencies of cells, needs to be also factored in the report.	As suggested, this is now included in NEP.	Yes
8.11	Planning of RE based power must factor in the requirement of land, which is very crucial for the country. The report has not made any such assessment.	MNRE was requested for working out the same separately.	No
8.12	Table 10.8 – 10.9 provides key material assessment for conventional power generation. The same assessment should also be done for RE based power generation.	Included in NEP.	No

8.13	Skill identification for RE to be made separately as this has been merged with thermal (upto 2022). However, for 2022-27, there has been separate assessment, which provides technical and non-technical manpower requirement.	Skill identification for RE was not given separately as the RE manpower at the beginning of 2017-22 was not available.	Yes
8.14	In the chapter-5, the battery storage system needs to be included.	Storage technology is in nascent stage and at present it would be premature to discuss its operational as well as cost implication in details in NEP	No
<b>9</b>	<b>BHEL</b>		
9.1	The basis and factors considered for the demand projection have not been covered in entirety.	The Final NEP is based on projections of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
9.2	The draft NEP seems to be skewed towards environmental sustainability alone	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
9.3	The draft NEP has considered a meagre capacity of 5.2 GW for retirement against 55 GW capacity which shall be exceeding a life of 25 years by 2027.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	No
9.4	To make the planning process more comprehensive and realistic, solar achievable solar capacity addition should be considered.	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
<b>10</b>	<b>GOVERNMENT OF MADHYA PRADESH</b>		
10.1	Has given elaborate comments on the achievement made by MP Govt. towards Reforms in Power Sector, infrastructure growth, Generation and transmission, AT&C loss reduction and Feeder separation scheme.		No
<b>11</b>	<b>M.P. GENERATING COMPANY LIMITED</b>		
11.1	In some power plants in M.P., some portion of the land within the power stations can be utilized for installation of solar PV power generation projects.	This is now added as a recommendation in NEP	Yes
11.2	For MP, solar potential has been indicated as 61660 MW whereas the tentative target of 5675 MW installation up to year 2022 has been indicated. The details of such estimation may be given by CEA.	The potential and target for MP given in NEP is as per the data furnished by MNRE	No
11.3	Coal based capacity addition of super-critical/ultra-super-critical units in place of decommissioning of old/inefficient thermal plants may be appropriately brought out in the concluding part of NEP.	It is already mentioned in NEP.	No
<b>12</b>	<b>GOVERNMENT OF PUNJAB</b>		
12.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>Punjab is a power surplus state. To achieve the RES capacity addition target, conventional power projects have to be backed down and other cheaper power surrendered</li> <li>Power generation from RES is infirm and unreliable. Grid stability will be difficult to achieve.</li> <li>It would not be possible to frequently ramp up and down the thermal plants</li> </ul>	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI. Issues related to capacity addition has been dealt in details in NEP.	No

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Further addition of RES should be as per RPO target only</li> </ul>		
<b>13</b>	<b>GOVERNMENT OF WEST BENGAL</b>		
13.1	No Comment		No
<b>14</b>	<b>NLC</b>		
14.1	There should be protection available to the existing players in thermal generation segment by way of lowering of norms for recovery of fixed charges.	This is a regulatory issue.	No
14.2	Lower PLF of TPPs is foreseen due to growing of RES. There should be proper balance in this regard for the recovery of additional investment.	Setting up of thermal electric plants is delicensed. The objective of NEP is to provide a reference document to the prospective investors.	No
14.3	There should be protection available to the existing players in thermal generation segment by way of lowering of norms for recovery of fixed charges.	This is a regulatory issue.	No
<b>15</b>	<b>NPCIL</b>		
15.1	Likely capacity Addition from Nuclear in the 12 <sup>th</sup> plan is expected to be 2000 MW instead of 2500 MW given in the review.	The review was carried out as on 31.03.2016 based on the inputs from NPCIL. However actual capacity addition has been considered in final NEP.	No
15.2	Include a Capacity of 500 MW from PFBR by BHAVINI in the list.	This is the unit which is slipping from the 12 <sup>th</sup> plan and has been considered in the Generational Planning study.	No
15.3	NPCIL has furnished a list of additional projects which may also come during 2022-27.	Based on the past achievement a conservative capacity addition of 6800 MW has been considered. Any addition in excess of this from Nuclear sources can be accommodated in the grid.	No
15.4	Revised cost estimate per MW for Nuclear plants have been submitted.	These are being considered in the final NEP.	Yes.
15.5	For projects likely to be launched beyond 2027, some advanced actions are required for which funds may be required during 2022-27.	These are being considered in the final NEP.	Yes.
15.6	NPCIL has furnished percentage details of Auxiliary Power Consumption in respect of different types of Nuclear Power Stations.	These are being considered in the final NEP.	Yes.
<b>16</b>	<b>NEEPCO</b>		
16.1	To be included: NEEPCO has a view that the model test should be conducted for all the hydro projects having unit sizes above 25 MW.	Included in final NEP	Yes
<b>17</b>	<b>NHPC</b>		
17.1	The status of unit-3 and unit-4 of Tessta Low Dam –IV HEP at sl.No 66 and 67 are mentioned as “ÜC” whereas these units are commissioned in July,2016 and August’2016 respectively.	The review was carried as on 31.03.2016 accordingly the status of the projects as on 31.03.2016 is given in Annexure 2. Review has been revised as on 31.03.2017 in the final NEP.	No
17.2	Silt Erosion: Hard Coating(HP-HVOF) on under water parts due to high silt and to	Included in Final NEP	Yes

	increase the life of underwater parts due to high silt and to increase the life of underwater parts.		
17.3	The following to be included in the current issues and challenges in Hydro Chapter: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Non-availability of grid power during initial stage</li> <li>• Safety and security problem</li> </ul>	Included in Final NEP	Yes
<b>18</b>	<b>FICCI</b>		
18.1	It would be logical if National Electricity Policy is finalized ahead of National Electricity Plan.	As per Sec.3 (4) of EA,2003, CEA has to prepare NEP every 5 years in accordance with the National Electricity Policy, the Policy existing at the time has been taken into account for the preparation of NEP.	No
18.2	Proposes revision of free power in favour of the State Government in case of Hydro projects since it interferes with project economics.	This is as per the extant Hydro Power Policy. Revision of hydro policy is not within the purview of NEP. Hydro policy is formulated taking into account various factors into consideration including the project economics.	No
18.3	An empowered National Body overseeing and monitoring the implementation with participation of States is proposed to enable accelerated execution of hydel projects.	In the recommendation part of the NEP, proposal for removal of bottlenecks in execution of hydel projects has already been mentioned.	No
18.4	NEP may suggest policy measures to be examined that would be necessary to promote use of gas as feedstock for power generation.	In the NEP, vital role of gas based TPPs has been highlighted.	No
18.5	With PLF of coal based TPPs projected to be 47.9% in 2021-22 under RES capacity addition of 175 GW, policy and regulatory guidelines will be necessary to deal with the redundancy of base load generation capacities and provide the cost recovery principles through adequate market mechanism and tariff design.	This is a regulatory issue.	No
18.6	The new capacity likely to accrue during 2017-22 will be significantly higher than 50,025 MW taken in the Plan. Directional guidance is necessary to decide whether to progress with projects corresponding to additional capacity not considered in the draft Plan or treat them as redundant.	As per CEA's assessment, a capacity addition during 2017-22 may be 47,855 MW. After the enactment of EA 2003, electricity generation has been delicensed.	No
18.7	Review is also suggested of the capacity of 5200 MW contemplated for retirement by the end of 2021-22.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	No
<b>19</b>	<b>IEEMA</b>		
19.1	NEP has considered retirement of only 5200 MW of old and inefficient subcritical units with life exceeding 40 years	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	Yes
19.2	The draft NEP shows that non-fossil fuel will contribute more than 60% of the Installed Capacity which is much higher than INDC	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No

	target		
19.3	Various domestic equipment manufacturers made huge investment in setting up of supercritical facilities which are now at a serious risk due to draft NEP projections. Keeping in view the huge imports from China in setting up RES capacity, both the purpose are likely to be defeated.	RES is not going to contribute significantly to meet the peak demand. Hence requirement of coal based capacity is not highly co-related with RES capacity addition.	No
19.4	The lower per capita electricity consumption in India suggests the potential latent demand yet to be tapped in the country	Demand taken in the Final NEP is as per the projection of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
19.5	The draft NEP assumes greater importance due to long gestation period in setting up of thermal power plants. A scenario of power shortage may be faced in case of any shortfalls in the draft NEP projections.		
20	WORLD ENERGY COUNCIL		
20.1	Realistic assessment of growth of demand is needed	The Final NEP is based on projections of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
20.2	<ul style="list-style-type: none"><li>Report brings out that no coal based capacity addition is required under any scenario irrespective of RE capacity addition. Though true in this respect, larger the capacity addition through the Renewables, larger will be the cycling stress on the coal based power plants and lower will be the power factor. Moreover, peak demand will have to be met by the conventional power plants.</li><li>RE addition will only add additional cost and investment requirement and would lower the thermal PLF. Therefore, addition of RE capacity without storage will not make any sense</li><li>Cycling for coal based stations would lead to excessive stress and should be avoided.</li></ul>	<p>Government of India has set up the target of 175 GW for renewable energy sources. The major focus is to arrest adverse climate change.</p> <p>NEP has already highlighted that thermal power plants will run at low PLF due to the addition of capacity from renewable energy sources.</p> <p>Storage technology is in nascent stage and it would be premature to discuss in detail in NEP about its implementation impact in load management vis-a-vis cost-effectiveness.</p>	No
20.3	The retirements of old, inefficient capacity needs to be captured in a more robust manner which would invariably lead to construction of more efficient units.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	No
21	L&T		
21.1	Underestimation of old thermal units considered for retirement.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	Yes.
21.2	In view of resource (land and solar PV module capacity) constraints, the actual scenario of solar power capacity addition till 2022 can be lower than scenario III (41,237 MW) of draft NEP.	Solar is not going to contribute in meeting peak demand. Therefore, slipping in respect of solar capacity addition is not going to increase the thermal capacity addition.	No
21.3	Instead of halting installation of new coal power plants, emphasis should be laid on replacing across 58 GW of sub-critical units, likely to be older than 25 years by 2027, with	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	No

	efficient super-critical units in the final NEP.		
<b>22</b>	<b>SIEMENS</b>		
22.1	In the draft NEP, 5.2 GW of capacity only has been considered for retirement. This seems to be under estimated.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	No
22.2	Under “the phased manufacturing program”, various boiler and Turbine suppliers added manufacturing facilities in India. This was followed by Sub-suppliers like BOP, steel, civil contractors etc. ramping up their investment and their capabilities. Drastic changes would lead to financial losses to these investors and slowdown the heavy industries manufacturing set up in India. Utilising manufacturing capabilities of thermal power plant equipment strengthens “make in India” compared to renewable which has high import factor	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI. RES is not going to contribute significantly to meet the peak demand. Hence requirement of coal based capacity is not highly co-related with RES capacity addition.	No
22.3	Thermal plants are economically viable. Plants with improved flexibility can also act as peaking plants. With new technology, environmental norms can also be achieved.		No
22.4	Make in India, Smart Cities, 24X7- Power Supply to All, UDAY etc. may affect the demand projection	Already taken in the 19 <sup>th</sup> EPS	No
<b>23</b>	<b>GE/ALSTOM</b>		
23.1	Estimates are extremely conservative with respect to conventional electricity sources especially coal. Even reports from international agencies consider greater role for coal in long term Indian energy mix.	The estimates in the NEP for conventional electricity sources have been made based on the detailed estimation of demand by the 19 <sup>th</sup> EPS and followed by generation expansion studies carried out in CEA.	No
23.2	Capacity addition estimates of hydro and renewables for 2017-22 period as well as for 2022-27 period is extremely high.	Realistic assessment of hydro capacity addition has been considered in final NEP.	No
23.3	Retirement plan considers only those units which are >40 years old and/or are <100MW unit size. This is extremely conservative.	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered. This consists of normal retirements of 5927 MW + retirement of 16,789 MW due to inadequate space for FGD.	Yes
23.4	Basis of selecting ENS figure?	In the NEP, ENS was selected based on the study of ENS of different countries.	No
23.5	Hydro imports from Bhutan considered for 2022 is 5.1 GW.	The details of hydro import from Bhutan has been incorporated in the final NEP.	Yes.
23.6	Hydro Projects considered for likely benefits for 2017-22 period are debatable.	Realistic assessment of hydro capacity addition for the period 2017-22 has been considered in final NEP.	No
23.7	As a prudent measure, in view of lack of precedent for RES growth, the forecasting model should consider moderate growth rate as	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No

	input parameters. More realistic assessment of potential of renewables in Indian market needs to be done.		
23.8	The actual electricity demand, i.e. unconstrained demand for electricity, in India is far more than the figures projected in the draft report.	The demand has been taken as per 19 <sup>th</sup> EPS .	No
<b>24</b>	<b>WRI</b>		
24.1	DSM measures: DSM measures can be broadly classified into energy efficiency and DR. It would be useful to separately highlight these	DSM figures are only by energy efficiency. DR in India is in primary stage. This has to be implemented through regulatory mechanism	No
24.2	Clarify what is the “proposed capacity addition” of States/UTs for scaling of hourly renewable generation. Are these the ones proposed by MNRE or adopted by States?	RES capacity addition w.r.t. the states have been provided by MNRE	No
24.3	Hydro Power capacity addition has always slipped over historical time periods. To build conclusions, more weightage should be given to scenarios with slippages.	Realistic assessment of hydro capacity addition during 2017-22 have been considered in final NEP.	No
24.4	The mechanisms to foster the growth of ramp up power market needs to be explained in the document.	Regulators have to address this issue.	No
<b>25</b>	<b>ENZEN GLOBAL SOLUTIONS PVT. LTD.</b>		
25.1	The Captive power and co-generation plant installed capacity 47,200 MW and its balance not reflecting in the overall installed capacity of 310 GW of the country. Similarly, the 162 BU generated from the CPP and co-gen plants are not reflected.	Installed capacity given in the NEP corresponds to be installed capacity of utilities only, this does not include the CPPs.	No
25.2	<b>DSM -</b> 5. Demand Response (DR) should be covered as an additional DSM measure.	DR in India is in primary stage. This has to be implemented through regulatory mechanism	No
	6. A regulatory framework for both Voluntary DR & Automated DR is required to be made.	Already included in recommendations in the DSM chapter.	No
	7. Creation of Energy Efficiency standards for Industries/Equipment. The existing Standard & labelling programme needs to be extended to cover all industrial equipment	BEE is already working labelling programme for industrial appliance	No
	8. ISO 50001 implementation should be promoted/mandated across Industries, Large buildings and Commercial establishments.	ISO 50001 is voluntary standard and not in purview of EC Act.	No
	9. Promotion of industrial internet and ICT based energy management systems and making it mandatory for industries to report energy conservation achievements.	PAT scheme is promoting energy conservation reporting	No
25.3	2. Indigenous technologies (renewable as well as energy efficient technologies) should be given preference in procurement. 4. Preparation of biomass atlas is required. the micro wind source atlas should be further disseminated.	Included in recommendations in the RES chapter.	Yes.
25.4	<b>Hydro Power in India</b>	Storage technology is in nascent	No

	2. Energy storage as a Chapter to be included in the NEP.	stage and at present it would be premature to discuss its operational as well as cost implication in details in NEP	
25.5	<p><b>R&amp;D –</b></p> <p>1. Develop design principles and guidance document for setting up micro grids.</p> <p>3. Data analytics and tools can be used for monitoring and improving the performance of utilities.</p> <p>4. <b>Section 13.5</b> : There are 11 R&amp;D activities identified in the field of New &amp; Renewable Energy, this needs to include:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Low wind speed turbine development (India has very few locations with high wind speeds)</li> <li>• Development of low cost material for small wind turbine blades and tower.</li> </ul> <p>6. <b>Section 13.12</b> Need for preparation of a well-defined Policy to provide incentives for the commercialization of products developed through indigenous R&amp;D efforts and by Start-up Organizations based in India. This should be aimed at easing the Market entry for newly/indigenously developed power products and solutions. Incentives could be excise duty exemption for a period of at least five years from the date of commercialization and QR relaxation (prior experience, financials).</p>	Included in recommendations in the R&D chapter.	Yes
<b>26</b>	<b>GMR</b>		
26.1	Gas Based Power Plants can explore possibilities to utilize the Gas produced from HELP regime.	Included in the Final NEP	Yes
26.2	Request for re-drafting para I, Line I as follows: 'Out of the total installed capacity of 3,02,088 MW as on 31 <sup>st</sup> March 2016, a capacity of 27,123 MW (about 8.97% ) is from gas based power plants'.	Considered in the final NEP.	Yes
26.3	Request for addition in para I, last line as follows: '.....gas-based power share in India only 8.7% against the world average around 22%.'	Included in the final NEP.	Yes
26.4	Gas based power plant capacity addition shall be reviewed considering the skewed proportion towards coal compared to other countries.	First priority is to ensure adequate fuel for existing gas based stations so as to achieve full utilization of the existing plants.	No
26.5	In order to utilize the Stranded Gas Based Power plants as well as plants receiving the Domestic Gas, Ministry of Power (MoP) has come out with Scheme for utilization of Gas Based Generation Capacity, which should be further continued beyond March 2017 on long term basis to facilitate, meet the peaking and balancing power requirements going forward.	Outside the scope of NEP.	No
26.6	Recommendation 3 of Chapter 8 may suitably be amended as follows:	Not feasible due to technical difficulties	No

	<p>“where the gas sold or purchased and transported through a common carrier pipeline or any other common transport or distribution system becomes comingled and fungible with other gas in the pipeline or system and such gas is introduced in the pipeline or system in one State and is taken out from the pipeline in another State, such sale or purchase of gas shall be deemed to be a moment of good from one State to another.”</p> <p>With this there is a free flow of RLNG from West to East coast of India.</p>		
26.7	One of the key aspects on the regulatory front will be to declare the Gas based power plants as clean and green energy plants.	Outside the scope of NEP	No
<b>27</b>	<b>OTPC</b>		
27.1	If the adequate quantum of gas is not available, then the entire objective of low carbon growth may get jeopardized in absence of balancing mechanism.	This has already been highlighted in NEP.	No
27.2	Incentives and subsidies should be provided for setting up of combined cycle gas based power plants.	Outside the scope of NEP	No
27.3	With the deployment of 175 GW of renewable energy, there is a possibility of creation of Non-Performing Assets both for the power producers and the banks.	NEP has already highlighted that thermal power plants will run at low PLF due to the addition of capacity from renewable energy sources.	No
27.4	<p>1.A nationwide study catering to regional requirements may be required to assess the intermittence of RES plants.</p> <p>2. Based on this and international experience like that in Europe, capacity market may be designed and implemented as soon as possible.</p>	<p>1.The same is taken care of in the Vol-II : Transmission of NEP.</p> <p>2. This is a regulatory issue.</p>	No
27.5	Incentives provided to plants based on renewable energy should also be extended to CCPP.	Outside the scope of NEP.	No
27.6	Gas based generation should be promoted and planned under the Renewable Purchase Obligation regulations.	Outside the scope of NEP.	No
27.7	The subsidy being extended to the beneficiaries of the gas supplies under Administered Price Mechanism may also be extended to Non-APM gas supplies in the North Eastern region for future supply agreements being envisaged in the region.	Outside the scope of NEP.	No
<b>28</b>	<b>JINDAL POWER</b>		
28.1	Requested for review of the Hydro Policy, 2008 taken into account the impact of reduced saleable energy due to the provision of free power, withdrawal of provision of mega power benefits, etc.	Outside the scope of NEP.	No
28.2	Long term funding with low interest rates for hydro power plants.	Included in final NEP.	Yes
28.3	Declare Hydro as renewables and introduce	Declaring hydro as Renewable is	Yes

	Hydropower Purchase obligation.	included as recommendation of NEP	
28.4	Increase investor interest by giving incentive for Hydro Power Developers.	Outside the scope of NEP.	No
28.5	Funding of infrastructure cost by Government of India (from National Clean Energy Fund), another could be infrastructure cost to be recovered from 12% free Power being given to State.	Outside the scope of NEP.	No
28.6	Proposal of single window clearance for Hydropower projects.	Outside the scope of NEP.	No
28.7	For the purpose of Flood Moderation Benefits, the developers do not accrue any tangible benefits for the exclusive increase in the dam heights, this additional cost should be borne by the Government in national interest.	Regulatory issue.	No
28.8	i) A detailed recommendation on the policy for encouraging pumped storage schemes should be mentioned in the NEP. ii) Table 7.5 & Table 7.2 needs correction/updation.	i) Already recommended in NEP ii) Correction/ updation done in the NEP.	Yes
<b>29</b>	<b>WARTSILA INDIA PVT. LTD.</b>		
29.1	Retirement of old and inefficient units and replacing them either with more efficient super critical units or with gas based flexible generation based on the demand pattern of the State to which the old units were catering to. In case the PLF of existing base load plants is below optimum level then adding further base load capacity even if super critical will only lead to increase in system level cost of generation and burden the end consumers even more.	NEP has highlighted the vital role of hydro, gas plants etc. in meeting the ramping requirement associated with the variability and uncertainty of RES	No
29.2	2.----it may be more prudent to consider a combination of coal plants topped up by gas engine plants for peakier load to meet the load not only more economically but also more efficiently. 3. Gas based plants should also include internal Combustion Gas Engine plants where peaking availability for both OCGE as well as CCGE can be considered as 90%. 5. ....gas engine based plants should be considered for capacity expansion for the purpose of renewable integration as well as meeting efficiently the peakier load.	The immediate priority is to ensure adequate fuel for existing gas based stations so as to achieve full utilization of the existing plants.	No
29.3	4. While evaluating various technologies, the document covers CCGE heat rates however it has not considered OCGE heat rate which is 2300 kcal/kwh and hence much more efficient in handling load variations. 6. OCGE can support the peaking and renewable integration qualitative parameters of start-up shut down and ramp up/ramp down very efficiently and hence need to be analysed on an equal platform.	Suitable heat rates for open and closed cycle gas power plants have been considered.	No
<b>30</b>	<b>GREENPEACE</b>		

30.1	Large hydro and nuclear energy have significant impact on the environment. Therefore, it would make sense to avoid these technologies in favour of more nimble, decentralized, cheaper options such as wind and solar power.	A judicious mix of conventional and renewable capacity is required to take into account the variability and uncertainty associated with generation available from RES.	No
<b>31</b>	<b>IWPA</b>		
31.1	To consider additional gas stations in generation plant for better RE (Renewable Energy) integration.	First priority is to ensure adequate supply of fuel for existing gas based stations so as to achieve full utilization of the existing plants.	No
31.2	----“must run” for RE power must be made as a primary law by including the same in the RE Act to make this plan successful.	The draft NEP has been prepared by incorporating RE as a must run. However, making law in this regard is outside the scope of NEP.	No
31.3	Retro fit the existing conventional plants to make it as factual power plants. This will help better integration of RE power.	This has already been highlighted in the NEP.	No
31.4	Responsibility for balancing renewables to be entrusted with RLDCs instead of RE rich States.	Included in NEP.	Yes.
<b>32</b>	<b>PETROLEUM FEDERATION OF INDIA</b>		
32.1	The gas requirement in the power sector has been projected to the tune of 54 MMSCMD which seems to be on a lower side and it hampers the plan for increasing the share of natural gas in the primary energy mix.	The minimum requirement of gas to the tune of 45 MMSCMD has been projected in the NEP. Ideal availability of gas should be corresponding to the 70%-80% of PLF.	No
<b>33</b>	<b>YAMUNA JIYE ABHIYAN /SHANKAR SHARMA/MITRAMADHYAMA</b>		
33.1	Because of the huge inefficiency prevailing in the country’s power sector, the highest priority is needed to take the overall efficiency to the international best practice levels; this approach is known to cost least amongst various options to meet the legitimate demand for electricity of all sections of our society; it will also have the shortest gestation periods and many associated benefits.	By adopting super-critical technology (and ultra-super-critical technology which is in the process of development) and by establishing UMPPs, the efficiency of coal-based plants are going to improve significantly.	No
33.2	Realistic Demand Projection	The demand taken in the final NEP is as per the projections of 19th EPS.	No
33.3	Power sector may not need a lot of additional capacity if the existing infrastructure is put to use optimally	Studies have been carried out to find out the optimal capacity addition requirement.	No
33.4	CEA’s draft plan has focused on solar, wind, biomass and small hydropower sources, the potential for ocean energy in India with over 6,000 km of coastline should not be ignored. Similarly, geothermal potential requires scrutiny.	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
33.5	RES should be vigorously promoted.	Government of India is already doing it.	No
<b>34</b>	<b>CAG (CITIZEN CONSUMER AND CIVIC ACTION GROUP)</b>		
34.1	No plan for States – It would help if the Plan	Details of the state level plans are	No

	contain chapters on showing State-level electricity recommendations.	not covered in NEP.	
34.2	Waste to energy – It is submitted that waste to energy plants are not renewable energy sources. They have same environmental effects of thermal power plants and cannot be treated as renewable energy sources.	Sources of RES generation have been considered as per the program finalized by MNRE.	No
34.3	Construction of certain coal based plants may be put on hold as market will be glutted with excess power effectively turning into a buyer's market. This will put downward pressure on per unit cost of power and so will make operations of such sources unviable leading to stranded assets---	After the enactment of Electricity Act 2003, electricity generation has been delicensed. Developers set up the plants based on their own wisdom. Govt. cannot force anybody to set up/not to set up power plant. Government only issue advisory in this regard.	No
34.4	EIA - -----a separate section should be added on EIA process and give adequate planning directions to projects proponents to reinforce their adherence the same.	This is not in the purview of NEP.	No
34.5	Electricity storage - ---it is submitted that the NEP take cognizance of the importance of energy storage and incorporate the same as a section in NEP.	Storage technology is in nascent stage and it would be premature and subjective to discuss in detail in NEP regarding its operational impact vis-à-vis cost.	No
<b>35</b>	<b>DUETSCHKE BANK AG, HONG KONG</b>		
35.1	36 GW capacity addition from RES in 2017 is highly ambitious.	Capacity addition figures given in NEP is as per the projections given by MNRE	No
35.2	There is no mention of the retirements 36 GW of old projects	In the final NEP, retirement of 22,716 MW of coal based capacity has been considered.	No
35.3	CEA estimates seem highly ambitious in relation to the ability of RES to be absorbed	Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
35.4	CEA assumes all hydro(15GW), Nuclear(2.8GW) and RES(175 GW) as committed capacity. It looks aggressive.	Revised likely hydro and nuclear Capacity has been considered in final NEP. Capacity addition from RES is as per the target set by GOI.	No
<b>36</b>	<b>ASSAM POWER GENERATION CORPORATION LIMITED</b>		
36.1	No Comment		No
<b>37</b>	<b>ANTHIKA ENGINEERING</b>		
37.1	The following should be included in NEP: Details of slippage of R&M/LE works from 12 <sup>th</sup> Five-year Plan <ul style="list-style-type: none"> <li>Details of R&amp;M works proposed to be undertaken during 2017-22.</li> <li>Year-wise R&amp;M budget</li> </ul>	Due to MoEF&CC new environmental norms, the R&M works proposed is yet to be finalized.	No
<b>38</b>	<b>ZAL COWASJI</b>		
38.1	Adequate incentive mechanism may be provided for the SPV installation both for the new houses as well as old houses/buildings	This is included in the final NEP	Yes
<b>39</b>	<b>TORISHIMA PUMPS INDIA PVT. LTD.</b>		
39.1	List of coal based capacity addition of 50025 MW may be given in the NEP	This is included in the final NEP	Yes

<b>40</b>	<b>SHRI VIVEK GUPTA, IIM LUCKNOW</b>		
40.1	Key Inputs should focus more on inputs required for installing Solar Power Projects.	Inputs for the same would be made available by MNRE separately.	No
40.2	As per Table 14.15, there is no requirement of management graduates in power sector. Given the competitive environment in the power sector and the number of solar power companies marketing their Roof top solar products, this needs to be rethought.	The requirement of management graduate is included in the Graduate Engineer category	No
<b>41</b>	<b>DR. ANINDYA BHATTACHARYA, ENERGY EXPERT</b>		
41.1	Chapter 13 on new technologies could be little bit elaborated with a technology development pathway (Time Vs technology ) covering the initiatives taken in the country towards newer and efficient technologies of power generation	Appropriately incorporated in the Final NEP	Yes
41.2	Demand projection is ok but its methodologies are not very robust.	The Final NEP is based on projections of 19 <sup>th</sup> EPS.	No
41.3	Chapter 10 on key inputs for power generation is an interesting chapter but is very important in the context of sustainability of the sector. Given the facts of rapidly changing environment and society and availability of resources, the chapter should have delved with more detail and clarity. Especially the Water-Energy-land nexus could have been a separate sub-section here should the information is already available.	The details regarding land and water requirements and key issues associated with land acquisition are already included under para 10.10.1 & 10.10.2 respectively of the chapter.	No
41.4	Conclusions & Recommendation section is well written but given the purpose of the NEP, it should have contained more detailed guidance and benefits of doing so.	Providing detailed guidance for implementation is outside the purview of NEP	No

### MAJOR HIGHLIGHTS

1. The actual capacity addition during 12<sup>th</sup> Plan from conventional sources as on 31<sup>st</sup> March, 2017 is 99,209.6 MW (Coal 83,560 MW, Lignite 1,290 MW, Gas 6,880.5 MW, Hydro 5,479 MW, Nuclear 2,000 MW) against a target of 88,537 MW. This is about 112% of the target.
2. 56 % of total capacity addition during 12<sup>th</sup> plan has come from private sector.
3. There has been considerable slippage against the capacity addition target in respect of Hydro (5,451 MW) and Nuclear (3,300 MW) during the 12<sup>th</sup> Plan period.
4. During 12<sup>th</sup> plan, capacity addition from supercritical technology based coal power plants is around 42% of the total capacity addition from coal based plants.
5. R&M/LE works in respect of 37 Nos. thermal units with aggregate capacity of 7,202.6 MW have been completed during 12th Plan up to 31<sup>st</sup> March, 2017. Also about 4014.6 MW of Hydro capacity has been achieved through uprating, life extension and restoration activities for a total of 20 hydro R&M schemes up to 31<sup>st</sup> March, 2017.
6. As on 31<sup>st</sup> March, 2017, India has achieved a total installed capacity of 57,244.24 MW from Renewable Energy Sources.
7. By 2021-22, the Renewable Energy capacity target has been set to 175 GW.
8. A capacity addition of 32,741 MW from Renewable Energy Sources has been achieved during 12<sup>th</sup> Plan.
9. Total energy savings due to implementation of various energy saving measures during the years 2021-22 and 2026-27 are estimated to be 249 BU and 337 BU respectively.
10. As per the 19<sup>th</sup> Electric Power Survey, the projected Peak Demand is 226 GW and Energy requirement is 1,566 BU at the end of year 2021-22.
11. As per the 19<sup>th</sup> EPS report, the projected Peak Demand is 299 GW and Energy requirement is 2047 BU at the end of year 2026-27.

12. Considering the demand projections for the year 2021-22 as per the 19th EPS (where CAGR works out to be 6.18%), committed capacity addition from Gas 406 MW, Hydro 6,823 MW, Nuclear 3,300 MW, RES 1,17,756 MW and likely retirement of 22,716 MW (5,927 MW-old and inefficient units + 16,789 MW-completing 25 years by 2022 and without FGD space) of coal based capacity during 2017-22, the study result reveals that coal based capacity addition of 6,445 MW is required during the period 2017-22. However, a total capacity of 47,855 MW coal based power projects are currently under different stages of construction and are likely to yield benefits during the period 2017-22. Thereby, the total capacity addition during 2017-22 is likely to be 1,76,140 MW.
13. An alternate scenario has also been constructed, considering demand CAGR of 7.18% during the years 2017-22 and keeping other parameters unchanged. It was found that 19,700 MW coal based capacity addition would then be required during the years 2017-22, in case of increased demand scenario. However, coal based capacity of 47,855 MW are at different stages of construction and are likely to yield benefit during 2017-22. The PLF % of coal based power stations will therefore increase substantially. However all the requirements mentioned in the highlights are based on the demand projections as per 19<sup>th</sup> EPS.
14. Considering the demand projections for the year 2026-27, as per the 19th EPS, coal based capacity addition of 47,855 MW already under construction for benefits during 2017-22, committed capacity addition of Nuclear 6,800 MW, Hydro 12,000 MW, RES 1,00,000 MW and likely retirement of 25,572 MW of coal based capacity (which will be completing more than 25 years of age by 2027) during 2022-27, the study results reveal that capacity addition of 46,420 MW is required during the period 2022-27. This capacity addition required during 2022-27, as shown in the results is, in fact, the peaking capacity requirement to be met in the grid. This capacity requirement can be met from any conventional source of energy but preferably from peaking power plants like Hydro, Gas or Energy Storage Devices.
15. Considering the generation capacity addition mentioned in 13 and 14 above, the share of non-fossil based installed capacity (Nuclear + Hydro + Renewable Sources) will increase to 49.3 % by the end of 2021-22 and will further increase to 57.4% by the end of 2026-27.
16. The Renewable Energy Generation will contribute about 20.1 % and 24.4 % of the total energy in 2021-22 and 2026-27 respectively.
17. The total coal requirement in the year 2021-22 and 2026-27 has been estimated as 735 MT and 877 MT respectively including imported coal of 50 MT. The coal requirement for the year 2021-22 and 2026-27 have been worked out considering 30% reduction in Hydro generation due to failure of monsoon and being supplemented by coal based generation.
18. Against a total domestic natural gas allocated to power projects of 87.05 MMSCMD, the total gas supplied to these gas based power plants during the year 2016-17 was only 29.59 MMSCMD.
19. It has been estimated that the gas based stations shall need at least 45.27 MMSCMD of gas to meet the balancing and peaking requirement of the grid arising due to RES integration. If the storage devices become economically viable in future, then they can also be used for the balancing.
20. Adequate manufacturing facilities exist in India for main plant equipment. However, lack of orders is a concern of all equipment manufacturers.
21. The total fund requirement for the period 2017-2022 is estimated to be ₹ 11,55,652 Crores, which also includes the likely expenditure **during this period** for the projects coming up in the year 2022-2027.
22. The total fund requirement for the period 2022-27 is estimated to be ₹ 9,56,214 crores but **does not include advance action for projects coming up during the period 2027-2032.**
23. The total CO<sub>2</sub> emissions for the year 2021-22 and 2026-27 is estimated at 1026 Million Tonnes and 1173 Million Tonnes respectively.
24. The average CO<sub>2</sub> emission factor is estimated at 0.721 kg CO<sub>2</sub>/kWh during 2015-16 (including renewables). It is expected that this average CO<sub>2</sub> emission factor may reduce to 0.604 kg CO<sub>2</sub>/kWh by the end of year 2021-22 and to 0.524 kg CO<sub>2</sub>/kWh by the end of 2026-27, considering the projected addition of RES capacity.
25. Emission intensity kgCO<sub>2</sub>/GDP (·) from grid connected power stations is likely to reduce by 40.51% at the end of 2021-22 and 53.65 % at the end of 2026-27 from the year 2005 level.
26. It is estimated that 20.69 Million Tonnes of CO<sub>2</sub> emissions has been avoided by 31<sup>st</sup> March, 2017 due to commissioning of Super-critical technology based coal power plants vis-à-vis the scenario of only subcritical units had been commissioned.
27. It is estimated that about 268 Million Tonnes of CO<sub>2</sub> emission will be avoided annually by the end of the year 2021-22 due to the addition of renewable energy sources.
28. Country has achieved 60.97 % of fly ash utilisation in the years 2015-16. In terms of absolute value, the same stands at 107.77 Million Tonnes.

- 
29. Sufficient number of Engineers, Managers and Diploma holders are available in the country. However, there is a gap in respect of lower level skills like that of ITI.

## **CHAPTER 1**

### **INTRODUCTION**

#### **BACKGROUND**

Growth of Power sector is key to the economic development of the country as it facilitates development across various sectors of the economy, such as manufacturing, agriculture, commercial enterprises and railways. Since independence the power sector in India has grown considerably. However, the enactment of Electricity Act, 2003, has brought in revolutionary changes in almost all the areas of the sector. Through this Act a conducive environment has been created to promote private sector participation and competition in the sector by providing a level playing field. This has led to significant investment in generation, transmission and distribution areas. Over the years the installed capacity of Power Plants (Utilities) has increased to 3,26,833 MW as on 31.3.2017 from a meagre 1,713 MW in 1950. Similarly, the electricity generation increased from about 5.1 Billion units in 1950 to 1,242 BU (including imports) in the year 2016-17. The per capita consumption of electricity in the country has also increased from 15 kWh in 1950 to about 1,122 kWh in the year 2016-17. Out of 5,97,464 census villages, 5,92,135 villages (99.25%) have been electrified as on 31.03.2017. Regional grids have been integrated into a single national grid with effect from 31.12.2013 thereby providing free flow of power from one corner of the country to another through strong inter regional AC and HVDC links. As a result, the all India peak demand (MW) not met as well as energy (MU) not supplied have registered steady decline. The peak not met and energy not supplied were 1.6 % and 0.7 % respectively during the year 2016-17.

#### **1.1 ELECTRICITY ACT 2003, NATIONAL ELECTRICITY POLICY 2005 AND TARIFF POLICY 2016**

##### **1.1.1 Electricity Act 2003 and Stipulations Regarding National Electricity Plan**

The Electricity Act, 2003 provides an enabling legislation conducive to development of the Power Sector in transparent and competitive environment, keeping in view the interest of the consumers.

As per Section 3(4) of the Electricity Act 2003, Central Electricity Authority (CEA) is required to prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such Plan once in five years. The draft plan has to be published and suggestions and objections invited thereon from licensees, generating companies and the public within the prescribed time. The Plan has to be notified after obtaining the approval of the Central Government. The National Electricity Policy stipulates that the Plan prepared by CEA and approved by the Central Government can be used by prospective generating companies, transmission utilities and transmission/distribution licensees as a reference document.

##### **1.1.2 National Electricity Policy 2005 and Stipulations Regarding National Electricity Plan**

The Aims and Objectives of the National Electricity Policy are as follows:

- Access to Electricity - Available for all households in next five years.
  - Availability of Power - Demand to be fully met by 2012. Energy and peaking shortages to be overcome and adequate spinning reserve to be available.
  - Supply of Reliable and Quality Power of specified standards in an efficient manner and at reasonable rates.
  - Per capita availability of electricity to be increased to over 1000 units by 2012.
  - Minimum lifeline consumption of 1 unit/household/day as a merit good by year 2012.
-

- 
- Financial Turnaround and Commercial Viability of the Electricity Sector.
  - Protection of consumers' interests.

National Electricity Policy stipulates that the National Electricity Plan would be for a short-term framework of five years while giving a 15-year perspective and would include:

- Short-term and long term demand forecast for different regions;
- Suggested areas/locations for capacity additions in generation and transmission keeping in view of the economics of generation and transmission, losses in the system, load centre requirements, grid stability, security of supply, quality of power including voltage profile, etc.; and environmental considerations including rehabilitation and resettlement;
- Integration of such possible locations with transmission system and development of national grid including type of transmission systems and requirement of redundancies;
- Different technologies available for efficient generation, transmission and distribution.
- Fuel choices based on economy, energy security and environmental considerations.

The Policy also stipulates that while evolving the National Electricity Plan, CEA will consult all the stakeholders including State Governments and the State Governments would, at State level, undertake this exercise in coordination with stakeholders including distribution licensees and State Transmission Utilities (STUs). While conducting studies periodically to assess short-term and long-term demand, projections made by distribution utilities would be given due weightage. CEA will also interact with institutions and agencies having economic expertise, particularly in the field of demand forecasting. Projected growth rates for different sectors of the economy will also be taken into account in the exercise of demand forecasting.

The Policy stipulates that in addition to enhancing the overall availability of installed capacity to 85%, a spinning reserve of at least 5% at national level would be needed to be created to ensure grid security, quality and reliability of power supply.

The Policy states that efficient technologies, like super-critical technology, Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) etc. and large size units would be gradually introduced for generation of electricity as their cost effectiveness gets established.

The present National Electricity Policy was enunciated in 2005 and since then it's various Aims and Objectives have achieved different levels of implementation. Keeping in view of these and to cater to the further challenges of the sector, the National Electricity Policy is under revision.

### 1.1.3 Tariff Policy 2016

The Central Government has notified the revised Tariff Policy vide Gazette notification dated 28.01.2016 in exercises of powers conferred under section 3(3) of Electricity Act, 2003. The Tariff Policy has been evolved in consultation with the State Governments, the Central Electricity Authority (CEA), the Central Electricity Regulatory Commission and various stakeholders.

The objectives of this Tariff Policy are to:

- 1) Ensure availability of electricity to consumers at reasonable and competitive rates;
  - 2) Ensure financial viability of the sector and attract investments;
  - 3) Promote transparency, consistency and predictability in regulatory approaches across jurisdictions and minimize perceptions of regulatory risks;
  - 4) Promote competition, efficiency in operations and improvement in quality of supply;
  - 5) Promote generation of electricity from renewable sources;
-

- 
- 6) Promote hydroelectric power generation including Pumped Storage Projects (PSP) to provide adequate peaking reserves, reliable grid operation and integration of variable renewable energy sources;
  - 7) Evolve a dynamic and robust electricity infrastructure for better consumer services;
  - 8) Facilitate supply of adequate and uninterrupted power to all categories of consumers;
  - 9) Ensure creation of adequate capacity including reserves in generation, transmission and distribution in advance, for reliability of supply of electricity to consumers.

## **1.2 POWER SCENARIO IN THE COUNTRY**

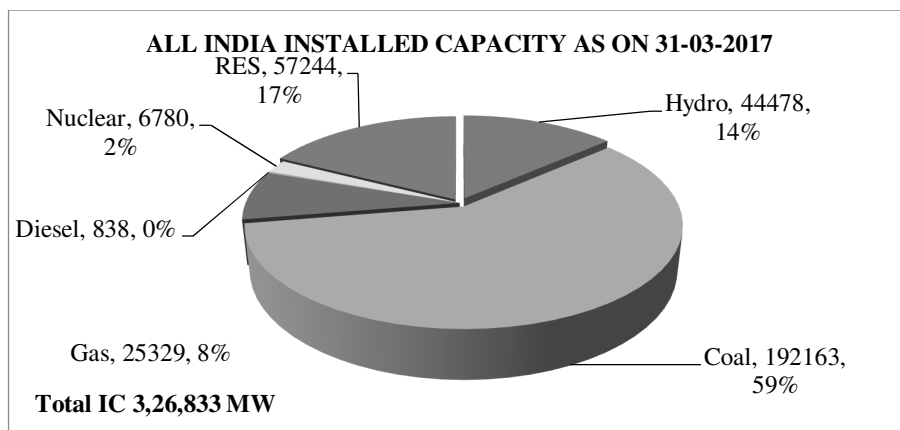
### **1.2.1 Installed Capacity**

The Installed Capacity of the country as on 31.3.2017 was 3,26,833 MW comprising of 2,18,330 MW thermal, 6,780 MW Nuclear, 44,478 MW hydro and 57,244 MW renewables and is depicted in the **Exhibit 1.1**.

---

Exhibit 1.1.

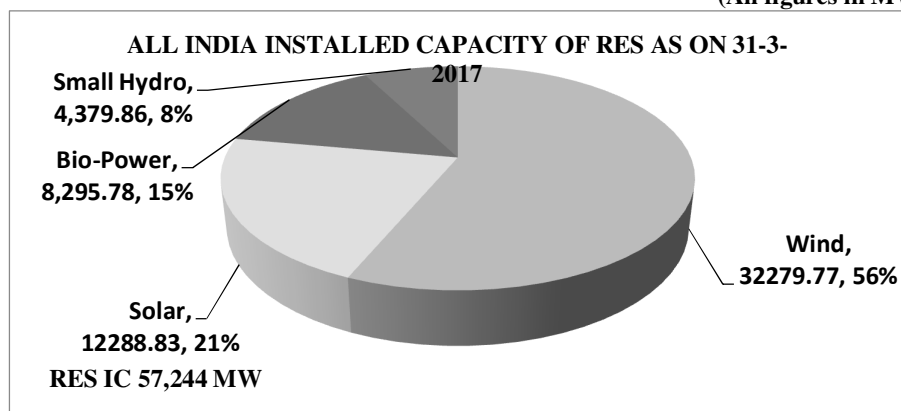
(All figures in MW)



The country has significant potential of generation from renewable energy sources. All efforts are being made by Government of India to harness this potential. The Installed capacity as on 31<sup>st</sup> March, 2017 from renewable energy sources is 57,244.23 MW. The total renewable installed capacity comprises of 32,279.77 MW of wind, 12,288.83 MW of solar, 8,295.78 MW of bio-Power & waste power and 4,379.86 MW of small hydro plants as shown in **Exhibit 1.2**. India ranks fourth in the world in terms of installed capacity of wind turbine power plants.

Exhibit 1.2

(All figures in MW)



The growth of Installed Capacity and Electricity Generation in India from various sources is shown in **Table 1.1**, **Exhibit 1.3** and **1.4**.

**Table 1.1**  
**Growth of Installed Capacity & Electricity Generation**

Plan/Year	Installed (MW)	Capacity	Generation (BU)*	Generation Growth rate in (%)	Generation Compound Growth (%)
10 <sup>th</sup> Plan					
2002-03		107877	530.61	3.2	5.16
2003-04		112684	558.34	5.0	
2004-05		118426	587.42	5.2	
2005-06		124287	617.51	5.1	
2006-07		132329	662.52	7.3	
11 <sup>th</sup> Plan					
2007-08		143061	704.47	6.3	5.77
2008-09		147965	723.79	2.7	
2009-10		159398	771.60	6.6	
2010-11		173626	811.10	5.1	
2011-12		199877	877.00	8.1	
12 <sup>th</sup> Plan					
2012-13		223,344	912.05	4.0	5.74
2013-14		248,554	967.15	6.0	
2014-15		274,904	1048.67	8.4	
2015-16		305,163	1107.82	5.6	
2016-17		326,833	1160.14	4.7	

• Generation from conventional sources only

**Exhibit 1.3**

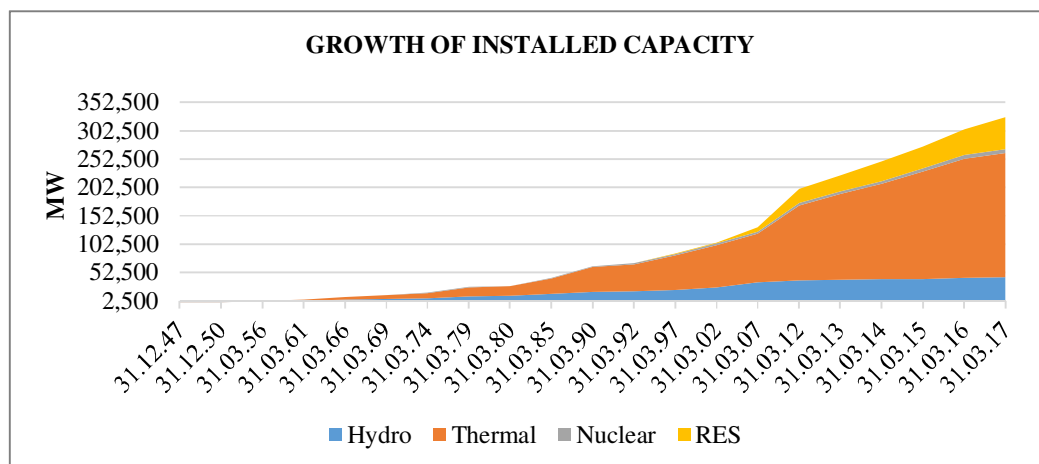
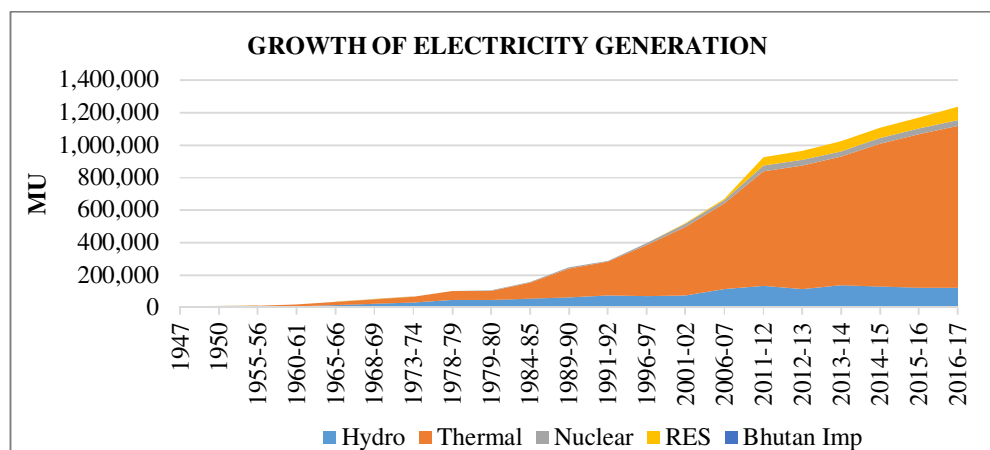


Exhibit 1.4



### 1.2.2 Per Capita Electricity Consumption

The per capita electricity consumption was 883.64 kWh at the beginning of the 12<sup>th</sup> five-year plan i.e. 01.04.2012 and as on 31.03.2017 the per capita electricity consumption has increased to 1122 kWh. The per capita electricity consumption during 12<sup>th</sup> Plan is summarized in **Table 1.2**.

**Table 1.2**  
**Per Capita Electricity Consumption**

YEAR	PER CAPITA CONSUMPTION (kWh)
<b>2012-13</b>	<b>914.41</b>
<b>2013-14</b>	<b>956.64</b>
<b>2014-15</b>	<b>1010.00</b>
<b>2015-16</b>	<b>1075.00</b>
<b>2016-17</b>	<b>1122.00</b>

### 1.2.3 Actual Power Supply Position

The peak demand not met was about 12,159 MW (9.0%) and the average energy not supplied in the country was about 87 Billion kWh (8.7%) during the 1<sup>st</sup> year of 12<sup>th</sup> plan i.e. 2012-13. The peak not met and energy not supplied of the country has substantially declined to 2,608 MW (1.6%) and 7.6 Billion Units (0.7%) respectively by the end of 12<sup>th</sup> Plan (2016-17). The power supply position in the country during 12<sup>th</sup> Plan is summarized in

Table 1.3.

Table 1.3

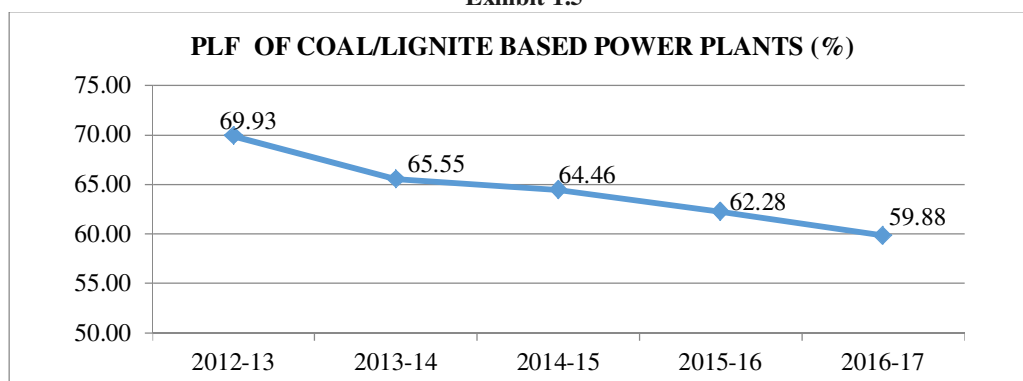
## All-India Actual Power Supply Position (2012-17)

PERIOD	PEAK DEMAND (MW)	PEAK MET (MW)	PEAK NOT MET/ SURPLUS (MW) (- / +)	PEAK NOT MET/ SURPLUS (%) (- / +)	ENERGY REQUIREMENT (MU)	ENERGY AVAILABILITY (MU)	ENERGY NOT SUPPLIED/ SURPLUS (MU) (- / +)	ENERGY NOT SUPPLIED/ SURPLUS (%) (- / +)
2012-13	135,453	123,294	-12,159	-9.0	998,114	911,209	-86,905	-8.7
2013-14	135,918	129,815	-6,103	-4.5	1,002,257	959,829	-42,428	-4.2
2014-15	148,166	141,160	-7,006	-4.7	1,068,943	1,030,800	-38,143	-3.6
2015-16	153,366	148,463	-4,903	-3.2	1,114,408	1,090,850	-23,558	-2.1
2016-17	159,542	156,934	-2,608	-1.6	1,142,928	1,135,332	-7,596	-0.7

## 1.2.4 Plant Load Factor of Coal/Lignite Based Power Plant

The national average Plant Load Factor (PLF) of Coal/Lignite based power generating stations has been steadily decreasing during 12<sup>th</sup> plan period from 69.93% during 2012-13, to 59.88% during 2016-17. The year wise PLF is shown in Exhibit 1.5

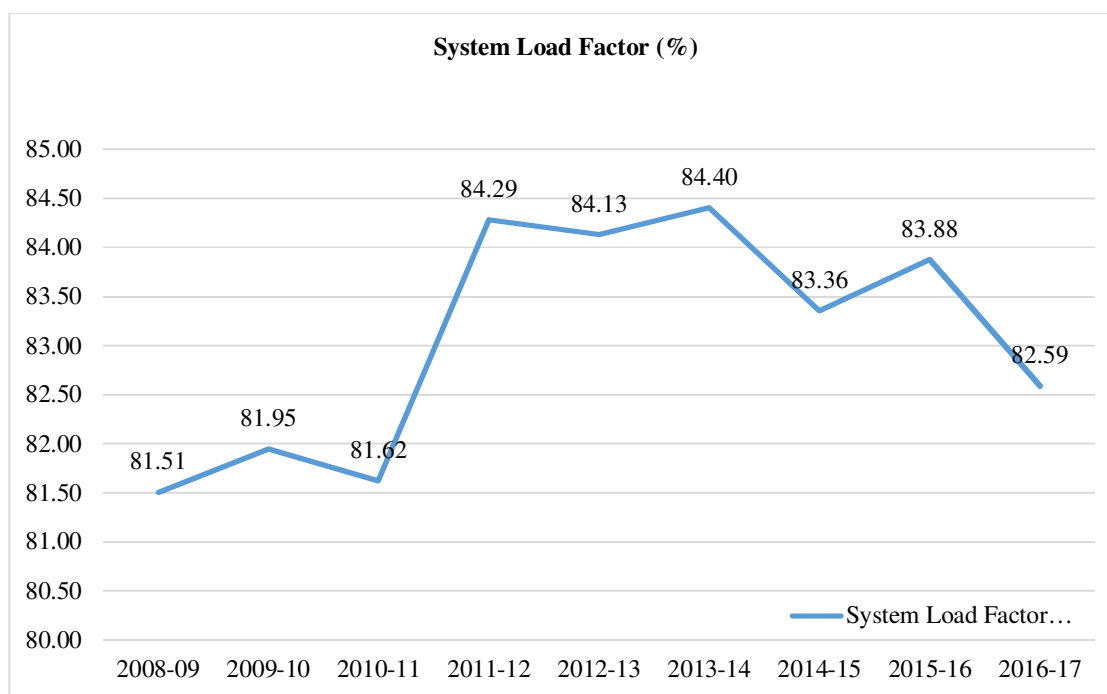
Exhibit 1.5



## 1.2.5 Annual System Load Factor

The Annual System Load Factor is the ratio of the energy availability in the system to the energy that would have been required during the year if the annual peak load met was incident on the system throughout the year. This factor depends on the pattern of utilization of different categories of load. The Annual System Load factor has remained close to 84% since 2011-12 till 2015-16, primarily because of prevailing energy shortages in the system and the load staggering measures adopted in the various States particularly in agriculture sector. System Load factor has come down to 82.6% during 2016-17. Annual System Load Factor is as depicted in the Exhibit 1.6.

Exhibit 1.6



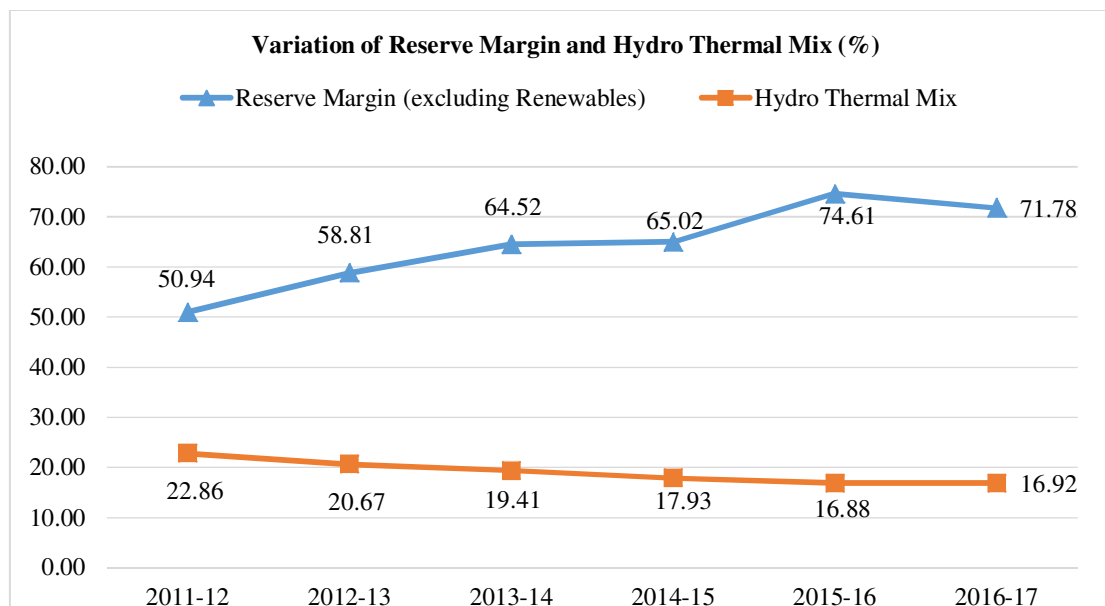
#### 1.2.6 Reserve Margin and Hydro Thermal Mix

Reserve margin of a system is defined as the difference between the Installed Capacity and the peak load met as a percentage of the peak load met. This factor depends on a number of parameters, major ones being the mode of power generation i.e. hydro, thermal, renewable and the availability of the generating stations which primarily is a function of forced and planned shutdown of the generating units, capacity of the Discoms to procure power. The Reserve Margin has increased from 50.94% in 2011-12 to 71.78% in March, 2017.

The Hydro-Thermal mix has been decreasing from 22.86% as on 31st March, 2012 to 16.92% in March, 2017 mainly due to reduced hydro capacity addition vis –a –vis thermal capacity addition during successive years. Pattern of reserve margin and hydro thermal mix is illustrated in the **Exhibit 1.7**.

This increase in Reserve Margin is on account of decrease in thermal PLF from 73.32 % in 2011-12 to 59.88 % in 2016-17.

Exhibit 1.7



### 1.3 VARIOUS INITIATIVES OF THE GOVERNMENT

#### 1.3.1 Development of Power Projects On Tariff Based Bidding

Promotion of competition in the electricity industry in India is one of the key objectives of the Electricity Act, 2003 (the Act). Competitive procurement of electricity by the distribution licensees is expected to reduce the overall cost of procurement of power and facilitate development of power markets.

Section 61 & 62 of the Act provide for tariff regulation and determination of tariff of generation, transmission, wheeling and retail sale of electricity by the Appropriate Commission. Section 63 of the Act states that –

“Notwithstanding anything contained in Section 62, the Appropriate Commission shall adopt the tariff if such tariff has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government.”

Tariff Policy was revised on 28<sup>th</sup> January, 2016 to facilitate procurement of power on tariff based bidding. As per the revised Tariff Policy “All future requirement of power should continue to be procured competitively by distribution licensees except in case of expansion of existing projects or where there is a company owned or controlled by the State Government as an identified developer and where regulator will need to restore to tariff determination based on norms provided that expansion of generation capacity by private developers for this purpose would be restricted to one time addition of not more than 100% of the existing capacity”. Power projects can be developed by States under Case I and Case II bidding as follows:

- (i) Where the location, technology or fuel is not specified by the procurer (**Case 1**);
- (ii) For hydro-power projects, load centre projects or other location specific projects with specific fuel allocation such as captive mines available, which the procurer intends to set up under tariff based bidding process (**Case 2**)

The Standard Bidding Documents (SBDs) for Case-2/UMPPs were reviewed and the Model Bidding Documents for construction and operation of power generation projects/Ultra Mega Power Projects(UMPPs) on Design, Build, Finance, Operate and Transfer (DBFOT) basis were issued on 20th Sept, 2013. Further, Ministry of Power has appointed an Expert Committee to review the Standard / Model Bidding Documents for UMPPs and other location specific projects under Case-2 route. The Expert Committee, after exhaustive deliberations/discussions with various stakeholders, has prepared revised SBDs and Guidelines for UMPPs based on allocated Domestic Coal Blocks and submitted the same to the Ministry of Power and the same is under the process of Inter-Ministerial consultations. The

Expert Committee has also submitted its recommendation for comments from various stakeholders and guidelines for determination of tariff through UMPPs on imported coal.

Ministry of Power had issued SBDs for Case-1 power projects on 27<sup>th</sup> March, 2009. The revised SBDs containing Model RFQ, Model RFP, Model Power Sale Agreement as well as Guidelines to be adopted by distribution licensees for procurement of electricity on Design, Build, Finance, Own and Operate (DBFOO) basis were issued on 8<sup>th</sup> November, 2013 and 9<sup>th</sup> November, 2013 respectively. Further, in order to ensure that the benefits of coal block auction are passed on to the consumers, amendments to these Guidelines have been issued vide Resolution No. 23/09/2015-R&R dated 16<sup>th</sup> April, 2015.

### 1.3.2 Development of Ultra Mega Power Projects

For the development of coal based Ultra Mega Power Projects (UMPPs) of about 4,000 MW capacity each under tariff based competitive bidding route using Supercritical Technology on build, own and operate basis was launched by the Central Government in 2005-06. The UMPPs will be located either at pit head based on domestic coal or at coastal locations based on imported coal. For UMPPs based on domestic coal, coal block will also be allocated to the project developer.

The objective is to achieve faster capacity addition and to minimize the cost of power to consumers due to economy of scale. Four UMPPs were awarded to the developers selected through tariff based competitive bidding which are Mundra UMPP in Gujarat, Sasan UMPP in MP, Krishnapatnam UMPP in AP and Tilaiya UMPP in Jharkhand. All units of Mundra UMPP (5X800 MW) and Sasan UMPP (6X660 MW) have been commissioned. The developer of Krishnapatnam Ultra Mega Power Project, namely M/s Coastal Andhra Power Ltd (CAPL), had started the construction work but has stopped the construction work citing new regulation of the Government of Indonesia as the reason which prohibits sale of coal, including sale to affiliate companies, below bench mark price. Andhra Pradesh Southern Power Distribution Company Limited (APSPDCL), who is the lead procurer from Krishnapatnam Project has issued termination notice to Coastal Andhra Power Limited (CAPL). CAPL had approached the High Court of Delhi. The Delhi High Court has dismissed the petition of CAPL on 2<sup>nd</sup> July, 2012. CAPL has approached Division Bench, Delhi High Court as well as Indian Arbitrator Council for arbitration. The matter is subjudice.

For Tilaiya UMPP, the developer (Jharkhand Integrated Power Ltd, a subsidiary of RPL) has issued notice of termination of Power Purchase Agreement on 28<sup>th</sup> April, 2015 citing non transfer of land to the developer by the Jharkhand Government. Procurers have accepted the termination notice in November, 2015 and after transfer of SPV (Special Purpose Vehicle), necessary development activities for re-bidding would be started as per revised standard bidding documents (SBDs).

Four more UMPPs (Bedabahal in Odisha, Cheyyur in Tamil Nadu, Kakwara in Bihar, Husainabad in Jharkhand) have been identified for bidding process.

In addition, five other UMPPs, one in Uttar Pradesh, two additional UMPPs in Orissa, second UMPP in Gujarat and second UMPP in Tamil Nadu are in various stages of planning. The selection/investigation of sites for the above mentioned additional UMPPs are in process of consultation with the concerned State Governments.

Broad status of UMPPs is placed at **Annexure 1.1**.

### 1.3.3 Allocation of Captive Coal Blocks/Mines

The coal production in the country had not been keeping pace with the increasing demand of the power sector due to various reasons, major one being delay in development of coal mines in the country. This had necessitated the need to import coal. Therefore, it has been decided to allocate coal blocks to project developers for captive use. All UMPPs at pithead have been allocated coal blocks.

The Hon'ble Supreme Court of India in its judgment dated 25<sup>th</sup> August, 2014 and Order dated 24<sup>th</sup> September, 2014 had declared allocations of 204 Coal Blocks out of 218 Coal Blocks made since 1993 as illegal. In compliance to the above Supreme Court Order dated 24<sup>th</sup> September, 2014, 9 coal mines in power sector for the linked end use power plant have been allotted through e-Auction to the winning bidders (Developers). In addition to above, 38 coal mines for linked end use power plant have also been allotted through e-Allotment to Central/state sector utilities.

### 1.3.4 Hydro Policy - 2008

With a view to ensure accelerated development of hydro power, Hydro Power Policy- 2008 has been notified by Government of India on 31<sup>st</sup> March, 2008. The salient features of the policy are given below:

- 1) Transparent selection criteria for awarding sites to private developers.
- 2) As notified in Revised Tariff Policy, 2016, Cost plus tariff regime (in which tariff is to be determined by the regulator under section 62 of Electricity Act, 2003) has been extended for public & private sector hydro power projects up to 15<sup>th</sup> August, 2022.
- 3) Enables developer to recover his additional costs through merchant sale of upto a maximum of 40% of the saleable energy.
- 4) Developer to provide 100 units of electricity per month to each Project Affected Family - in cash or kind or a combination of both for 10 years from the COD.
- 5) Developer to assist in implementing rural electrification in the vicinity of the project area & contribute 10% share of the State Government under the RGGVY scheme.
- 6) Additional 1% free power from the project (over and above 12% free power earmarked for the host State) for Local Area Development Fund - regular revenue stream for welfare schemes, creation of additional infrastructure and common facilities.
- 7) The State Governments to contribute a matching 1% from their share of 12% free power.

### 1.3.5 Augmentation of Indigenous Equipment Manufacturing Capacity

Indigenous manufacturing capacity for supercritical equipment has been created by BHEL and several Joint Ventures (JV) set up by the international equipment manufacturers in partnership with Indian companies. BHEL has entered into technology collaboration agreements with M/s. Alstom for supercritical boilers and M/s. Siemens for supercritical turbine generators. BHEL has achieved manufacturing capacity for power equipment of 20,000 MW/ year (includes thermal, hydro and nuclear). Indigenous manufacturing capacity set up by JVs for supercritical boilers is 9,200 MW and supercritical turbine generators is 11,000 MW as given in **Table 1.4** below.

**Table 1.4**  
**Planned Manufacturing capacity MW per annum**

Joint Venture	Boilers	Turbine-generator
L&T-MHI	4000 MW	4000 MW
Alstom -Bharat Forge	-	4000 MW
Toshiba- JSW	-	3000 MW
Thermax-Babcock & Wilcox	3000 MW	-
Doosan Chennai Works Pvt. Ltd.	2200 MW (both subcritical and supercritical)	-
<b>Total</b>	<b>9200 MW</b>	<b>11000 MW</b>

With a view to encourage the domestic suppliers and provide orders to them, bulk orders for 11 nos. 660 MW supercritical units for NTPC and DVC and 9 nos. 800 MW supercritical units for NTPC were approved by the Government and undertaken by NTPC. These bulk orders are with mandatory requirement of indigenization of manufacturing of supercritical units by the successful bidders as per a pre-agreed Phased Manufacturing Programme (PMP). The roadmap for PMP has also been defined indicating milestones for setting up manufacturing facilities for boilers and turbine generators and the same are being monitored by a committee under Central Electricity Authority.

It was decided by MoP that an advisory may be issued to all the Central sector and State sector thermal power generating companies for sourcing of supercritical units from indigenous manufacturers. Accordingly, an advisory was issued by CEA vide its letter dated 27<sup>th</sup> January, 2017 suggesting incorporation of condition for phased indigenous manufacturing facilities in the bids to be invited for boilers and turbine generators of supercritical projects on similar lines as bulk orders approved by the Government.

### 1.3.6 Renewable Energy Sources

The Government of India has presently set an installed capacity target of 1,75,000 MW from renewable energy sources by 2022. This includes 1,00,000 MW from solar, 60,000 MW from wind, 10,000 MW from biomass and 5000

MW from small hydro power. Within the target of 1,00,000 MW for solar energy, 40,000 MW would be from solar roof tops and the balance 60,000 MW would be from off the ground large and medium scale projects involving both the State Governments and also other institutes like Central Public Sector Undertakings (CPSUs), Independent Power Producers (IPPs), Solar Energy Corporation of India (SECI) etc.

### 1.3.7 Nuclear Power

The Government has recently taken several initiatives to facilitate expansion of nuclear power in the country like creation of the Indian Nuclear Insurance Pool (INIP), Amendment of the Atomic Energy Act to enable Joint Venture companies of Public Sector Enterprises to set up nuclear power plants. In the 2016-17 budget speech, the Finance Minister has also announced that the Government is drawing up a comprehensive plan, spanning next 15 to 20 years, to augment the investment in nuclear power generation and provision for Budgetary allocation. The announcement has given an impetus for accelerating the nuclear capacity addition in the country. A road map in respect of indigenous Pressurised Heavy Water Reactors (PHWR) is being drawn up as a part of the comprehensive plan on nuclear capacity addition. The Government had already accorded “in principle” approval for various new sites/expansion of existing site for setting up indigenous Pressurised Heavy Water Reactor (PHWR), imported Light Water Reactors (LWRs) and PFBRs.

### 1.3.8 Power for All

Government of India has taken a joint initiative with respective State Governments for preparation of State specific documents for providing 24x7 Power for All (PFA) to all households/homes, industrial & commercial consumers and adequate supply of power to agricultural consumer as per State Policy. This initiative aims at ensuring uninterrupted supply of quality power to existing consumers and providing electricity access to all unconnected consumers by 2019 in a phased manner.

In these PFA documents, an assessment of energy required to provide 24x7 Power for All connected and unconnected consumers, adequacy of availability of power to the State from various generating sources, Inter State Transmission System, Intra State Transmission System and distribution system to ensure 24x7 power supply is being made. The development of Renewable Energy (RE) plan and Energy Efficiency (EE) potential in the States are also being included in this document.

This joint initiative of Government of India and State Governments aims to enhance the satisfaction levels of the consumers, improve the quality of life of people, and increase the economic activities resulting into inclusive development of the States.

State Specific Documents for the all the States/UTs have been approved by the respective State Governments and signed by State & Central Government for implementation.

The Central and State Governments are meeting regularly to review the progress of the Roll Out Plan & related milestones envisaged in the documents and respective Governments would strive to achieve the objectives by taking the necessary steps.

### 1.3.9 Initiatives Taken by Government of India in Distribution Sector

Distribution is the most important link in the entire power sector value chain. As the only interface between utilities and consumers, it is the cash register for the entire sector. Under the Indian Constitution, power is a concurrent subject and the responsibility for distribution and supply of power to rural and urban consumers rests with the States. However, Government of India provides assistance to states through various Central sector / Centrally sponsored schemes for improving the distribution sector.

#### 1.3.9.1 Integrated Power Development Scheme (IPDS)

Government of India launched Restructured-Accelerated Power Development and Reforms Programme (R-APDRP) in 2008 during 11<sup>th</sup> Plan period as a Central sector scheme to encourage energy audit and accounting through IT intervention and to reduce the Aggregate Technical and Commercial (AT&C) losses up to 15%. The size of the R-APDRP scheme was ₹ 51,577 crores. The focus of R-APDRP Scheme was on actual demonstrable performance by utilities in terms of sustained AT&C loss reduction. The programme was continued till December, 2014.

For providing 24x7 power supply in the urban areas, Central Government launched “Integrated Power Development Scheme” (IPDS) on 3<sup>rd</sup> December, 2014 for:

- (i) Strengthening of sub-transmission and distribution networks in the urban areas.
- (ii) Metering of distribution transformer/feeders/consumers in the urban areas.
- (iii) IT enablement of distribution sector and strengthening of distribution network, for completion of the targets laid down under R-APDRP for the period 2012-17 and 2017-22 by carrying forward the approved outlay for R-APDRP to IPDS.

The components at (i) and (ii) above have an estimated outlay of ₹ 32,612 crores including a budgetary support of ₹ 25,354 crores from Government of India during the entire implementation period.

The scheme of R-APDRP as approved by Government for continuation during the period 2012-17 and 2017-22 has been subsumed in the newly launched Integrated Power Development Scheme (IPDS) on 3<sup>rd</sup> December, 2014, as a separate component relating to IT enablement of distribution sector and strengthening of distribution network for urban areas [component (iii) above] for which Government has already approved the scheme cost of ₹ 44,011 crores including a budgetary support of ₹ 22,727 crores. This outlay will be carried forward to the new scheme of IPDS in addition to the outlay indicated above.

Power Finance Corporation (PFC) is the nodal agency for the operationalization of IPDS in the country.

### 1.3.9.2 Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojna” (DDUGJY)

Government of India has approved Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojna” (DDUGJY) on 3<sup>rd</sup> December, 2014 for

- (i) Separation of agriculture and non-agriculture feeders facilitating judicious rostering of supply to agricultural & non-agriculture consumers in the rural areas; and
- (ii) Strengthening and augmentation of sub-transmission & distribution infrastructure in rural areas, including metering of distribution transformers/feeders/consumers.
- (iii) Rural electrification for completion of the targets laid down under RGGVY for 12<sup>th</sup> and 13<sup>th</sup> Plans by carrying forward the approved outlay for RGGVY to DDUGJY.

The components at (i) and (ii) of the above scheme have an estimated outlay of ₹ 43,033 crores including a budgetary support of ₹ 33,453 crores from Government of India during the entire implementation period.

The scheme of RGGVY as approved by Government for continuation for years 2012-17 and 2017-2022 has been subsumed in this scheme as a separate rural electrification component for which Government has already approved the scheme cost of ₹ 39,275 crores including a budgetary support of ₹ 35,447 crores. This outlay will be carried forward to the new scheme of DDUGJY in addition to the outlay of ₹ 43,033 crores. Rural Electrification Cooperation Limited (REC) is the nodal agency for the operationalization of DDUGJY in the Country.

Under DDUGJY, a total of 6159 projects at an estimated cost of ₹ 1,29,274 crores covering feeder segregation, metering, augmentation of distribution system and electrification of un-electrified/ partially electrified villages & electricity connections to Below Poverty Line (BPL) households have been approved as on 31<sup>st</sup> March, 2017.

Under the scheme, electrification of 1,28,387 un-electrified villages, intensification of 7,39,986 partially electrified villages and electricity connections to 4.27 crore households has been approved. Out of which electrification of 1,22,159 un-electrified villages (94%), intensification of 4,14,563 partially electrified villages (54%) and electricity connections to 2,54,68,200 households (59%) has been achieved.

### 1.3.9.3 UDAY (Ujwal Discom Assurance Yojana) Scheme for Operational and Financial Turnaround of Power Distribution Companies.

Ministry of Power vide Office Memorandum dated 20<sup>th</sup> November 2015, announced **UDAY (Ujwal DISCOM Assurance Yojana)**, a Scheme for the Financial Turnaround of Power Distribution Companies (DISCOMs). The scheme has been approved by the Government of India with an objective to improve the operational and financial efficiency of the State DISCOMs. The focus of UDAY Scheme is on States taking over the debt of State owned Discoms. Under the scheme, States were to take over 75% of DISCOM debt as on 30 September 2015 over two years - 50% in 2015-16 and 25% in 2016-17. States were to issue non-SLR

(non- statutory liquidity ratio) including SDL (State Development Loans) bonds in the market or directly to the respective banks / Financial Institutions (FIs) holding the DISCOM debt to the appropriate extent. Non-SLR bonds issued by the State will have a maturity period of 10-15 years with a moratorium on repayment of principal up to 5 years, as required by the State.

DISCOM debt to be taken over by the State includes DISCOM bonds which are committed to be taken over by the State as part of Financial Restructuring Plan (FRP) 2012. FRP Scheme was approved and notified by the Central Government in October 2012, to enable financial turnaround of State Discoms. Bonds already taken over in the year 2015-16 are covered as part of the scheme. Jharkhand and Jammu & Kashmir are given special dispensation to borrow ₹ 7,431 crore and ₹ 2,140 crore respectively to clear the provisional outstanding dues of various CPSUs as on 30<sup>th</sup> Sept, 2015 in the financial year 2015-16 itself. Debt taken over by the State and borrowings by Jharkhand and J&K under this scheme would not be counted against the fiscal deficit limit of respective State in the financial years 2015-16 and 2016-17.

As per the UDAY scheme, for improving operational efficiencies, the participating States and utilities would have to follow the specified timeline of the targeted activities e.g. Compulsory feeder and Distribution Transformer (DT) metering by States, Consumer Indexing & GIS Mapping of losses, Upgrade or change transformers, meters etc. Smart metering of all consumers consuming above 200 units / month, Demand Side Management (DSM), Quarterly tariff revision, campaign to check power theft, Assure increased power supply in areas where the AT&C losses reduce.

In addition, the outcomes of operational improvements is measured through following indicators:

- a) Reduction of AT&C loss to 15% in 2018-19 as per the loss reduction trajectory to be finalized by Ministry of Power (MoP) and States, and
- b) Reduction in gap between Average Cost of Supply (ACS) & Average Revenue Realized (ARR) to zero by 2018-19 as finalized by MoP and States.

States accepting the scheme and performing as per operational milestones are given additional / priority funding through DDUGJY, IPDS, Power Sector Development Fund (PSDF) or other such schemes of MoP and MNRE. Such States are supported with additional coal at notified prices and, in case of availability through higher capacity utilization, low cost power from NTPC and other Central Public Sector Undertakings (CPSUs). States not meeting operational milestones are liable to forfeit their claims on DDUGJY & IPDS grants.

Ministry of Power subsequently issued the Office Memorandum dated 13.01.2016 regarding (i) Participation by State Power Departments (those involved in distribution of electricity as unbundled State Electricity Boards and; (ii) Participation by States where DISCOMs are not financially stressed, for improvement in operational efficiency. It is mentioned in this OM that in case of State Power Departments, the issue of State takeover of debts does not arise and in case of States where DISCOMs are not financially distressed, there is no need for State to take over DISCOM debts. In regard to these cases, it is further stated in this Office Memorandum that States may also enter into bipartite/tripartite MOUs, as applicable, along with their DISCOMs and the Ministry of Power for implementation of the Scheme for improvement of operational parameters as per the MoP's Office Memorandum dated 20<sup>th</sup> November 2015 for UDAY.

A Committee has been constituted by MoP vide OM dated 19.01.2016, under the Chairmanship of Secretary MoP to ensure close monitoring of performance under UDAY to prevent any slippage.

According to the notified scheme, the cut-off date for the States to take over 50% of DISCOM debt and issue of non-SLR including SDL bonds in the market or directly to the respective banks/FIs holding the DISCOM debt to the appropriate extent, was 31st March, 2016. However, many States who had shown willingness to join UDAY, could not join the Scheme by 31.03.2016 as they were in the process of obtaining necessary approvals at their end. In order to facilitate the States to avail the benefits of UDAY Scheme, the Government of India had extended the time lines of scheme to allow such States to join the UDAY by 31.03.2017.

The timelines for taking over 50% of the DISCOM debts, as existing on 30.09.2015, through issuance of Bonds by participating States under UDAY was also extended to 31.03.2017.

Further, the timelines for taking over outstanding CPSU dues of the State of Jammu & Kashmir as on 30.09.2015, was extended to 31.03.2017.

Twenty six States and one UT namely Assam, Andhra Pradesh, Goa, Himachal Pradesh, Karnataka, Madhya Pradesh, Maharashtra, Manipur, Puducherry, Rajasthan, Tamil Nadu, Uttar Pradesh, Jharkhand, Chhattisgarh, Gujarat, Bihar, Punjab, Jammu & Kashmir, Haryana Uttarakhand, Tripura, Sikkim, Arunachal Pradesh, Kerala, Meghalaya and Mizoram have already signed the Memorandum of Understanding (MoUs) with Ministry of Power under UDAY.

The States of Gujarat, Uttarakhand, Goa, Karnataka, Manipur, Puducherry(UT), Kerala, Tripura, Sikkim, Arunachal Pradesh & Mizoram have signed MOU for Operational turnaround only.

#### **1.3.9.4 National Smart Grid Mission (NSGM)**

To promote the development of Smart Grid in the country, Government of India has launched 'National Smart Grid Mission (NSGM)' on 27<sup>th</sup> March, 2015 for planning, monitoring and implementation of policies & programs related to development of Smart Grid in India.

The total estimated cost for NSGM activities for 12<sup>th</sup> plan is · 980 crores including a budgetary support of · 338 crores. Under NSGM, 30% funding will be provided for the development of Smart Grid in selected Smart Cities in the country along with development of micro grid in the country. 100% funding is also proposed for training & capacity building and consumer engagement etc.

Smart Grid Projects at Chandigarh worth · 28.58 crores, at Amravati (Maharashtra) worth · 90.05 crores, at Congress Nagar (Nagpur) worth · 139.15 crores and at Kanpur worth · 319.57 crores have been sanctioned under NSGM. The National Smart Grid Mission Project Management Unit (NPMU) is handholding States for speeding up development of Smart Grid Network in the country.

#### **1.3.9.5 Creation of National Electricity Fund (NEF) for Distribution Scheme**

Investment in Sub-transmission and distribution has been lacking due to resource crunch being experienced by the State transmission and distribution utilities. The break-up of the generation and transmission & distribution schemes shall normally be 50:50. However, more investment is taking place in generation and investment in intra-state transmission system and distribution system has been much less than the desired proportion.

Government of India has approved the NEF (Interest Subsidy) scheme to promote the capital investment in the distribution sector by providing interest subsidy, linked with reform measures, on the loans taken by public and private power utilities for various capital works under distribution projects. This scheme shall be applicable in the entire country and all distribution projects shall be considered. The works covered under RGGVY & R-APDRP projects shall not be eligible so as to ensure non-duplication and non-overlapping of grant/subsidy towards investment.

#### **1.3.10 Energy Efficiency**

Government of India has undertaken a two pronged approach to cater to the energy demand of its citizens while ensuring minimum growth in CO<sub>2</sub> emissions, so that the global emissions do not lead to an irreversible damage to the earth system. On one hand, the Government is promoting greater use of renewables in the energy mix mainly through solar and wind and at the same time shifting towards supercritical technologies for coal based power plants. On the other hand, efforts are being made to efficiently use the energy in the demand side through various innovative policy measures under the overall ambit of Energy Conservation Act, 2001.

Ministry of Power, through Bureau of Energy Efficiency (BEE), has initiated a number of energy efficiency initiatives in the areas of household lighting, commercial buildings, standards and labelling of appliances, demand side management in agriculture/municipalities, SME's and large industries including the initiation of the process for development of energy consumption norms for industrial sub sectors, capacity building of State Designated Agency (SDA), etc. These initiatives have resulted in an avoided capacity generation of 36,323 MW during the period 2006-2014.

#### **1.3.11 The National Mission on Enhanced Energy Efficiency**

The National Mission for Enhanced Energy Efficiency (NMEEE) is one of the eight missions under the National Action Plan on Climate Change (NAPCC). NMEEE aims to strengthen the market for energy efficiency by creating conducive regulatory and policy regime and has envisaged fostering innovative and sustainable business models to the energy efficiency sector.

---

The NMEEE spelt out four initiatives to enhance energy efficiency in energy intensive industries which are as follows:

- 1) Perform, Achieve and Trade Scheme (PAT), a regulatory instrument to reduce specific energy consumption in energy intensive industries, with an associated market based mechanism to enhance the cost effectiveness through certification of excess energy saving which can be traded.
- 2) Market Transformation for Energy Efficiency (MTEE), for accelerating the shift to energy efficient appliances in designated sectors through innovative measures to make the products more affordable.
- 3) Energy Efficiency Financing Platform (EEFP), for creation of mechanisms that would help finance Demand Side Management(DSM) programmes in all sectors by capturing future energy savings.
- 4) Framework for Energy Efficient Economic Development (FEEED), for development of fiscal instruments to promote energy efficiency.

The Mission seeks to upscale the efforts to unlock the market for energy efficiency which is estimated to be around ₹ 74,000 crores and help achieve total avoided capacity addition of 19,598 MW, fuel savings of around 23 million tonnes per year and greenhouse gas emission reductions of 98.55 million tonnes per year at its full implementation stage. Continuation of NMEEE was approved by Cabinet on 6<sup>th</sup> August, 2014 with a total outlay of ₹ 775 crores.

### 1.3.12 Domestic Efficient Lighting Programme

Domestic Efficient Lighting Programme (DELP) was launched by Government of India, replacing the Bachat Lamp Yojana (BLY). The scheme provides LED bulbs at a subsidized rate for replacing incandescent lamps or Compact Fluorescent Lamps(CFL) to households. More than 9 crore LED bulbs were distributed in 2015-16 registering a 150 times growth against 6 lakhs in 2013-14. Procurement price of LED bulbs reduced from ₹ 310 for a 7 W bulb in January 2014 to ₹ 38.00 for a 9 W bulb in the last bidding carried out in 2016. As on 20.09.2017 26,37,24,970 LED bulbs have been distributed.

### 1.3.13 Human Resource Development – Adopt an ITI Scheme

Power industry is highly capital intensive industry where human element is the most vital input. The power sector provides wide range of opportunities across different levels of skill and aptitude. Power industry requires technically trained manpower for various roles such as project planning, implementation, erection, commissioning, testing, O&M for generation transmission and distribution of power, which includes renewable energy sector and manufacturing segment. Due to the technology intensive nature of the business, technical and managerial competency is crucial in ensuring timely implementation of projects and optimum performance upon commissioning.

The labour intensity of energy production, i.e. the labour required per unit of energy produced, is much higher in renewable energy sources than in conventional energy production primarily due to the distributed nature of the projects. These distributed renewable sources of power not only provide clean, green and sustainable form of energy but also have enormous potential to generate employment in the rural communities. Small hydro, solar and biomass based energy can go a long way in powering rural communities. Government of India has set a target for renewable capacity of 175 GW by 2022, it is important to ensure that the manpower be trained and equipped in these emerging areas.

Driven by the imperative to mitigate climate change, there is an increasing focus on renewable energy, energy efficiency, conservation measures so as to reduce carbon footprint from the power sector. This inter-alia, includes implementation of energy efficient systems, monitoring & auditing. Other key focus areas include loss reduction in distribution utilities and improving Demand Side Management (DSM). Monitoring systems for detecting losses as well as DSM techniques require usage of advanced IT and communication systems which call for a large number of personnel to be trained in these specialised areas.

With the emergence of competitive markets and power trading systems, a large number of highly skilled professionals with commercial and technical knowledge are required in this area. Other key decision makers and managers also need to develop a good understanding of the trading systems in order to make commercial decisions.

With the increase in the stakeholders in the industry, the role of regulators is also very important. Training of regulators at regular intervals is an important issue that would promote institutional capability and provide the regulators with the necessary skill sets. Apart from the regulators, the respective State Governments should also initiate steps to provide training to the staff of regulatory commissions since it has been observed that the in-house capacity of most of the regulatory commissions is inadequate.

### 1.3.14 Scheme for Utilisation of Gas Based Capacity

Government of India has sanctioned a scheme for utilization of gas based power generation capacity for the years 2015-16 and 2016-17. The scheme envisages supply of imported spot Re-gasified Liquefied Natural Gas (RLNG) to the stranded gas based plants as well as plants receiving domestic gas, selected through a reverse e-bidding process. The scheme also envisages sacrifices to be made collectively by all stakeholders and support from PSDF (Power System Development Fund). The outlay for the support from PSDF has been fixed at ₹ 7500 crores (₹ 3500 crores and ₹ 4000 crores for the year 2015-16 and 2016-17 respectively).

The following interventions/ sacrifices are envisaged in the scheme, to be made by the Central Government, State Governments, power developers and gas transporters collectively:

- a) Streamlining the procedure for availing customs duty waiver on imported LNG for the gas based power plants
- b) Waiver of Value Added Tax (VAT) on the e-bid RLNG
- c) Waiver of Central Sales Tax (CST), Octroi and Entry Tax on the e-bid RLNG
- d) Waiver of Service Tax on regasification and transportation of the e-bid RLNG
- e) Reduction in pipeline tariff charges by 50%, reduction in marketing margin by 75% on incremental volumes by GAIL / other transporters on the e-bid RLNG
- f) Capping of fixed cost to be recovered by the promoters: Power developers to forgo return on their equity.
- g) Provision for co-mingling and swapping of gas
- h) Exemption from transmission charges and losses for such stranded gas based power projects on lines of solar power on generation from the e-bid RLNG
- i) Support from Power System Development Fund (PSDF)

## 1.4 DIGITAL INITIATIVES

### 1.4.1 TARANG

With the perspective of Good Governance and keeping in line with the “Digital India” initiative of Government of India, REC Transmission Projects Limited (RECTPCL), a wholly owned Subsidiary of Rural Electrification Corporation Limited has developed “TARANG”- Transmission App for Real Time Monitoring and Growth – as a mobile app and web interface. Tarang shall track ongoing transmission projects as well as provide wider participation in bidding process for upcoming projects. Another web portal “e-trans” for e-bidding and e-reverse auction for Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) in transmission projects has also been introduced. This portal shall bring more transparency, efficiency and competition in transmission sector.

### 1.4.2 URJA (Urban Jyoti Abhiyaan)

This scheme is aimed to empower citizens to bring transparency in performance of their town, DISCOMs, and state. The App is a platform for user to get information on the power supply services in their region as well as pan India. User can keep check on how their town, DISCOM, State is performing compared to other regions for different months and dates.

### 1.4.3 DEEP (Discovery of Efficient Electricity Price)

DEEP is a ‘e-Bidding’ portal for medium term (1-5 years) purchase of power. The portal will provide a common e-bidding platform with e-reverse auction facility to facilitate nation-wide power procurement through a wider network so as to bring uniformity and transparency in the process of power procurement.

### 1.4.4 Vidyut Pravah

This mobile application provides highlights of the power availability in the country on real time basis. The mobile application will empower the common people to demand 24x7 power from the States. Vidyut Pravah mobile application provides data pertaining to market price of power from power exchange, value of current all India demand in GW and all India and State shortage including peak hour and total energy shortage. The real time data and comparison with previous day/year data is also available. Data from multiple sources, including the States and power exchanges, has been made available through a single portal for the convenience of all.

**1.4.5 'E-TRANS' WEB PLATFORM:**

This will provide e-bidding and e-reverse auction for Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) in transmission projects.

**1.4.6 UJALA (Unnat Jyoti by Affordable LED for All):**

UJALA scheme aims to promote efficient use of energy at the residential level; enhance the awareness of consumers about the efficacy of using energy efficient appliances and aggregating demand to reduce the high initial costs thus facilitating higher uptake of LED lights by residential users. It may be noted that the scheme was initially labelled as DELP (Domestic Efficient Lighting Program) and was relaunched as UJALA. UJALA mobile App has also been launched which reflects the status of the energy efficient devices distributed to the consumers on State-wise and all-India basis and the corresponding energy savings achieved.

**1.4.7 GARV-II**

To ensure transparency in implementation of rural electrification programme, a new mobile app, GARV-II has been launched to provide real time data of all six lakh villages of the country. Under this facility, village-wise, habitation-wise base line data on household electrification for all States provided by them has been incorporated. Further, village-wise works sanctioned under Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) have also been mapped to monitor progress of works in each village.

**1.4.8 FLEXIBILITY OF COAL**

The Cabinet on 04.05.2016 approved the proposal for allowing flexibility in utilization of domestic coal amongst power generating stations with a aim to reduce cost of generation.

Flexibility allows using domestic coal amongst power plants of State, Central Generating Stations and Independent Power Producers (IPPs).

MoP issued the methodology for using coal in State/Central generating stations in June, 2016 and methodology for utilization of coal by States in IPPs in Feb,2017.

**1.4.9 SHAKTI - Scheme for Harnessing and Allocating Koyala (Coal) Transparently in India.**

- Thermal plants holding letters of assurance (LoAs) will be eligible to sign fuel supply pacts under the new policy after ensuring that all the conditions are met. The plants have to be commissioned by March 2022.
- Coal linkages on notified price for Central Government and State Government Generating Companies (GENCOs) on recommendations made by Ministry of Power.
- Coal linkages on auction basis on discount on the tariff for IPPs having long term PPAs.
- Future coal linkages on auction basis on premium above the notified price of the coal company for IPPs without PPAs.
- Linkage allocation to State Discoms against PPA on Tariff based bidding.
- Linkage allocation to group of States against PPA on Tariff based bidding.
- Linkage auction to power plants based on Imported Coal.

**Annexure 1.1****STATUS OF ULTRA MEGA POWER PROJECTS**

Sl. No.	Name of UMPP	Location	Levelised tariff (₹ /kwh)	Status
1	Mundra UMPP (5x800 MW)	Mundra in village Tundawand in District Kutch Gujarat	2.263	Project awarded and transferred to M/s.Tata Power Ltd. on 24.04.2007. Project is fully commissioned.
2	Sasan UMPP	Sasan in	1.196	Project awarded and transferred to M/s. Reliance

	(6x660 MW)	District Singrauli. Madhya Pradesh		Power Ltd. On 07.08.2007. Project is fully commissioned.
3	Krishnapatnam UMPP (6x660 MW)	Krishnapatnam in District Nellore, Andhra Pradesh	2.330	The project was handed over to Reliance Power Ltd. on 29.01. 2008. The developer has stopped work at site, citing new regulation of coal pricing in Indonesia. Lead Procurer namely Andhra Pradesh Southern Power Distribution Company (APSPDCL) has issued termination notice to Coastal Andhra Power Ltd (CAPL). The case is subjudice in division bench, Delhi High Court.
4	Tilaiya UMPP (6x660 MW)	Near Tilaiya village in Hazaribagh and Koderma Districts, Jharkhand	1.770	Project awarded and transferred on 7 <sup>th</sup> August, 2009 to M/s Reliance Power Ltd. The developer (Jharkhand Integrated Power Ltd, a subsidiary of RPL) has issued notice of termination of Power Purchase Agreement on 28.4.2015 citing reasons as non transfer of land to the developer by Jharkhand Government. Procurers have accepted the termination notice in November, 2015 and after transfer of SPV, necessary development activities for re-bidding would be started as per revised standard bidding documents(SBDs).

**Projects identified for Bidding:**

SI	Name of UMPP	Location	Status
1	Bedabahal	Bedabahal in Sundergarh District, Odisha	The site for this UMPP is in village Bedabahal in Sundergarh district. Request for Qualification (RfQ) and Request for proposal (RfP) were issued in 2013 as per revised Standard bidding Document (SBD) for UMPPs. The Bidders had withdrawn from the bidding process due to reason that the revised SBD does not fully address their concerns. The main areas of concern were DBFOT structure, coal cost for being fully passed through, stricter norms than CERC/CEA and grid code, onerous termination clauses and intrusive role of Independent Engineer. Accordingly, MoP vide letter dated 29.12.2014 terminated the bidding process. Fresh RFQ and RFP are to be issued after approval of revised standard bidding document by Govt. of India.
2	Tamil Nadu	Village Cheyyur, District Kancheepuram	The site at Cheyyur in Kanchipuram district in Tamil Nadu has been identified at Panaiyur village. (RFQ) and (RFP) were issued in 2013 as per revised Standard Bidding Documents (SBD) for UMPPs. The bidders had withdrawn from the bidding process due to the reason that the revised SBD does not fully address their concern. The main areas of concern were DBFOT structure, coal cost not being fully passed through, stricter norms than CERC/CEA and grid code, onerous termination clauses and intrusive role of independent Engineer. Accordingly, MoP vide letter dated 29.12.2014 terminated the bidding process. Fresh RFQ and RFP are to be issued after approval of revised Standard Bidding Document by Govt. of India.
3	Bihar	Kakwara in Banka District	A site at Kakwara in Banka District has been identified for setting up of UMPP in Bihar. Operating SPV namely Bihar

			Mega Power Limited (BMPL) and infrastructure SPV namely Bihar Infrapower Limited has been incorporated on 09.07.2015 and 30.06.2015 respectively. Ministry of coal vide O.M dated 08.04.2015 tentatively recommended Pirpainti / Barahat coal blocks to this UMPP. ToR accorded by MoEF&CC on 07.006.2016 The work on technical studies etc. has already commenced. Rapid EIA Report would be available by January 2017.
4	2nd Jharkhand UMPP	Husainabad, Deoghar District	<p>A site at Husainabad, Deoghar District has been identified for setting up of 2nd UMPP in Jharkhand. Operating SPV namely Deoghar Mega Power Ltd and Infrastructure SPV namely Deoghar Infra Limited has been incorporated on 26.4.2012 and 30.06.2015 respectively.</p> <p>In the Review meeting held on 16.12.2016, Ministry of power has requested Govt. of Jharkhand to provided suitable site with availability of adequate water for setting up of Deoghar UMPP. It was decided that Govt. of Jharkhand would identify the source from which adequate water would be available for Deoghar UMPP and communicate the same to Ministry of Power.</p>

**Other Ultra Mega Power Projects in various stages of planning:**

Sl. No	Name of UMPP	Location	Status
1.	1st additional UMPP in Orissa	Bijoypatna in Chandbali Tehsil of Bhadrak district for coastal location	Based on the site visit report submitted by CEA in March 2012, site near village Bijoypatana in Chandbali Tehsil of Bhadrak district was finalised . Consent from Government of Odisha is awaited.
2.	2nd additional UMPP in Orissa	Narla&Kasinga sub division of Kalahandi District for inland location	Based on the site visit report submitted by CEA in May 2012, the site near Narla and Kesinga subdivision of Kalahandi district was finalised. Consent from Government of Odisha is awaited.
3.	Uttar Pradesh	Etah in Uttar Pradesh	The sites for UMPP in Uttar Pradesh are being examined by CEA/PFC. For UMPP in UP, proposed at Etah, major portion of land is agricultural land and very far from coal fields. The proposed site at Etah not being a coastal or Pithead Site; specific approval of MoP is required.
4.	2nd Tamil Nadu UMPP	Site not finalized.	Government of Tamil Nadu had requested MOP/CEA to reconsider Nagapattinam site for second UMPP in TN. However ,this site was not found suitable by CEA for the UMPP. TANGEDCO vide letter dated 10.10.2012 has informed that “alternate site for the proposed second UMPP of Tamil Nadu is still being identified through District Collector, Nagapattinam. It is further stated by TANGEDCO that all the Collectors have also been requested to identify suitable land for the proposed Ultra Mega power Project in their respective areas.
5.	2nd Gujarat UMPP	Site Not Finalized	On 12.01.2016, CEA & PFCCL team has visited the site in Chikali-Kob Villages in Gir Somnath District, Gujarat identified by Government of Gujarat to explore the possibilities for setting up of UMPP. As the land identified is not sufficient to set up an UMPP, Govt. of Gujarat has been requested to propose suitable alternate site for 2nd UMPP in Gujarat.

## CHAPTER 2

REVIEW OF CAPACITY ADDITION DURING 12<sup>TH</sup> FIVE YEAR PLAN  
(2012-17)

## 2.0 INTRODUCTION

The capacity addition target set for the 12<sup>th</sup> Five Year Plan is 88,537 MW from conventional sources of energy. This chapter includes details of capacity addition during 12<sup>th</sup> plan (2012-17) and also the constraints faced in timely execution of the power projects.

2.1 12<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION TARGET FROM CONVENTIONAL SOURCES

One of the major objectives of the National Electricity Policy, 2005 is to fully meet the electricity demand by the year 2012, thus mitigating all peaking and energy shortages. Now this objective is aimed to be achieved by the year 2017. Accordingly, a capacity addition target for the 12<sup>th</sup> Plan was finalised at 88,537 MW. Details of sector wise and mode wise capacity addition target is given in **Table 2.1** and subsequently in **Exhibits 2.1** and **2.2**.

**Table 2.1**  
**12th Plan Capacity Addition Target**

(Figures in MW)

Source	Central	State	Private	Total
Hydro	6,004	1,608	3,285	10,897
Thermal	14,878	13,922	43,540	72,340
Nuclear	5,300	0	0	5,300
<b>Total</b>	<b>26,182</b>	<b>15,530</b>	<b>46,825</b>	<b>88,537</b>

**Exhibit 2.1**

(Figures in MW)

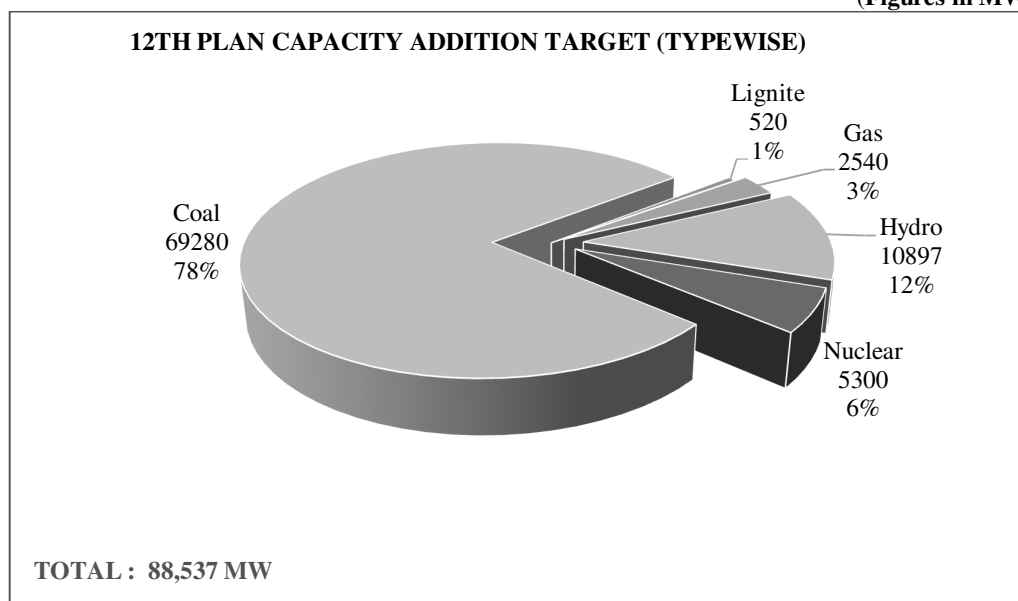
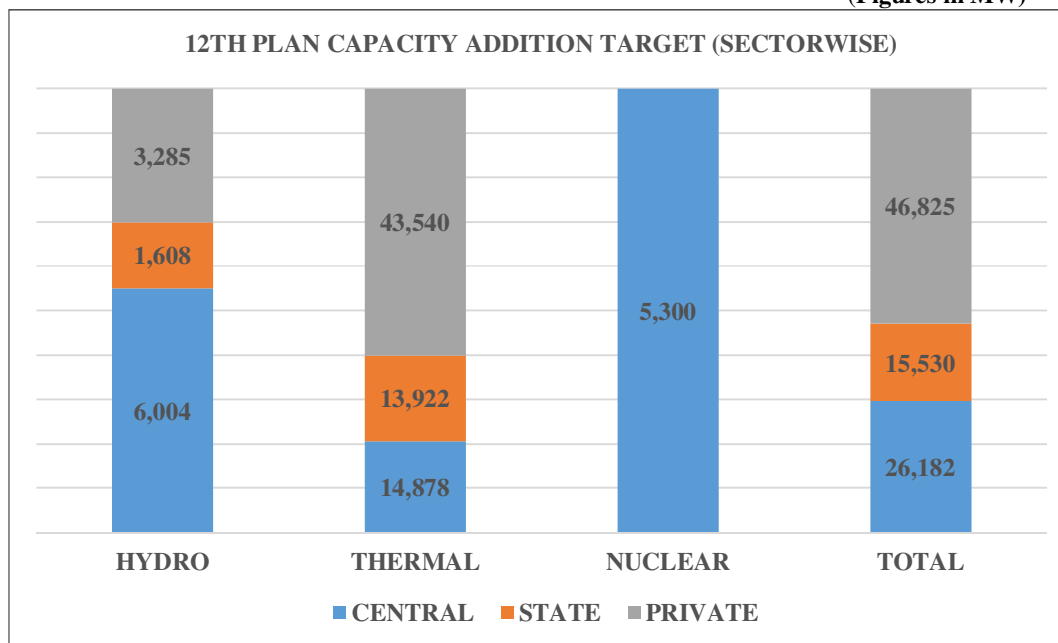


Exhibit 2.2

(Figures in MW)



## 2.2 CAPACITY ADDITION FROM CONVENTIONAL SOURCES DURING 12<sup>TH</sup> PLAN

The target set for capacity addition during the 12<sup>th</sup> Plan was 88,537 MW from conventional sources. As on 31<sup>st</sup> March, 2017, capacity of 99,209.5 MW has been added during 12<sup>th</sup> five Year Plan comprising of 5,479 MW of Hydro, 91,730.5 MW of Thermal and 2,000 MW of Nuclear.

Out of planned capacity addition target of 88,537 MW to be achieved by the end of 12<sup>th</sup> plan, a capacity addition of 63,912.9 MW has been achieved as per target and projects totalling to 24,614 MW have slipped from 12<sup>th</sup> Plan target on account of various reasons viz. delay in placement of order for main plant, slow progress of civil works, poor geology etc. Further, additional projects totalling to 35,296.6 MW which were at various stages of construction and originally not included in the 12<sup>th</sup> Plan capacity addition target have also been commissioned during 12<sup>th</sup> Plan period. A summary of the total capacity addition during 12<sup>th</sup> Plan is given in **Table 2.2**.

Table 2.2

Summary of capacity addition achieved during 12th Plan

(Figures in MW)

<b>A</b>	<b>12th Plan Capacity Addition Target</b>	<b>88,537</b>
<b>B</b>	<b>Capacity addition as per target (88,537 MW) of 12<sup>th</sup> Plan as on 31.03.2017</b>	<b>63,912.9</b>
<b>C</b>	<b>Capacity slipped from the capacity addition target of 12<sup>th</sup> Plan</b>	<b>24,613.8</b>
<b>D</b>	<b>Additional Capacity commissioned during 12<sup>th</sup> Plan as on 31.03.2017 outside the capacity addition target</b>	<b>35,296.6</b>
<b>Total Capacity addition achieved during 12<sup>th</sup> Plan (B+D)</b>		<b>99,209.5</b>

\*excludes 10 MW downward capacity revision in respect of Hinduja TPP

During the 12<sup>th</sup> Plan period, the year wise capacity addition achieved from conventional sources is shown in **Table 2.3**. Capacity addition achieved during 2015-16 was 23,976 MW, which is the highest capacity addition ever achieved in a single year in the country. State wise capacity addition target and total capacity addition achievement (as per target and additional) during 12<sup>th</sup> plan is placed at **Annexure 2.1**. List of power projects commissioned during 12<sup>th</sup> Plan period is placed at **Annexure 2.2**.

**Table 2.3**  
**Year wise capacity addition achieved during 12<sup>th</sup> Plan**  
**(Figures in MW)**

Year	Sector	Central	State	Private	Total
2012-13	Hydro	374	66	70	510
	Thermal	5023.3	3911	11187.5	20121.8
	Nuclear	0	0	0	0
	Total	5397.3	3977	11257.5	20631.8
2013-14	Hydro	914	45	99	1058
	Thermal	1660	3322	11785	16767
	Nuclear	0	0	0	0
	Total	2574	3367	11884	17825
2014-15	Hydro	736	0	0	736
	Thermal	2659.2	4886.1	13285	20830.3
	Nuclear	1000	0	0	1000
	Total	4395.2	4886.1	13285	22566.3
2015-16	Hydro	480	610	426	1516
	Thermal	3295.6	6460	12705	22460.6
	Nuclear	0	0	0	0
	Total	3775.6	7070	13131	23976.6
2016-17	Hydro	80	355	1224	1659
	Thermal	3230.5	3622.25	4698	11550.8
	Nuclear	1000	0	0	1000
	Total	4310.5	3977.25	5922	14209.8

The sector wise, mode wise capacity addition achieved during 12<sup>th</sup> Plan from conventional sources, is shown in **Table 2.4**.

**Table 2.4**  
**Capacity addition achieved during 12<sup>th</sup> Plan**  
**(Figures in MW)**

Sector	Hydro	Thermal			Nuclear	Total
		Coal+Lignite	Gas	Total		
State	1076	20130	2071.4	22201.4	0	23,277.4
Private	1819	49730	3930.5	53660.5	0	55,479.5
Central	2584	14990	878.6	15868.6	2000	20,452.6
Total	5,479	84,850	6,880.5	91,730.5	2000	99,209.5

**Exhibit 2.3**

**(Figures in MW)**

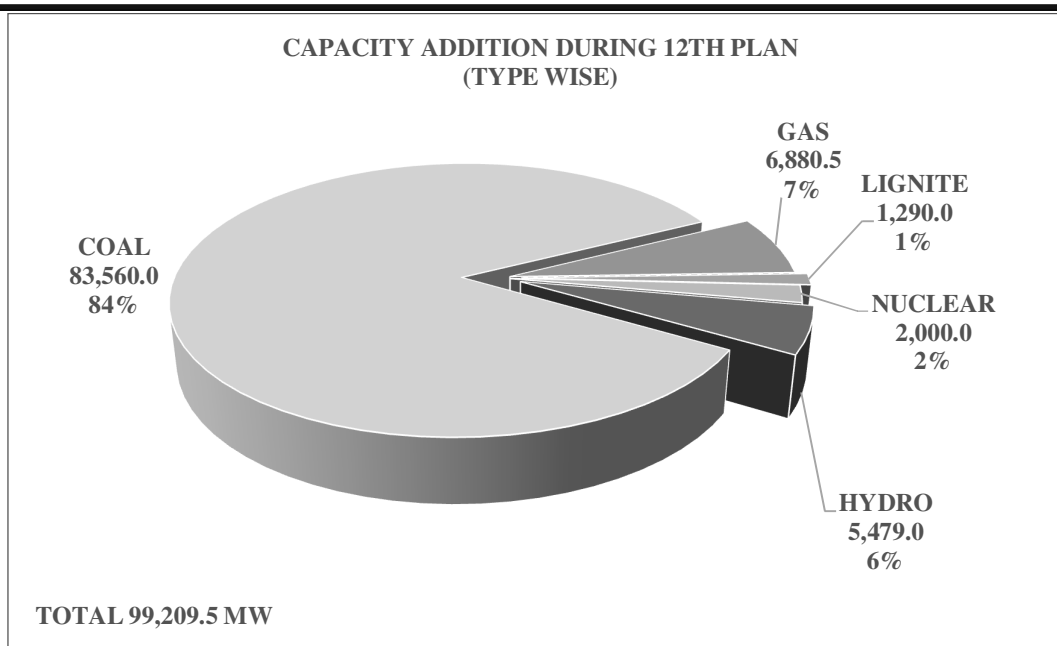
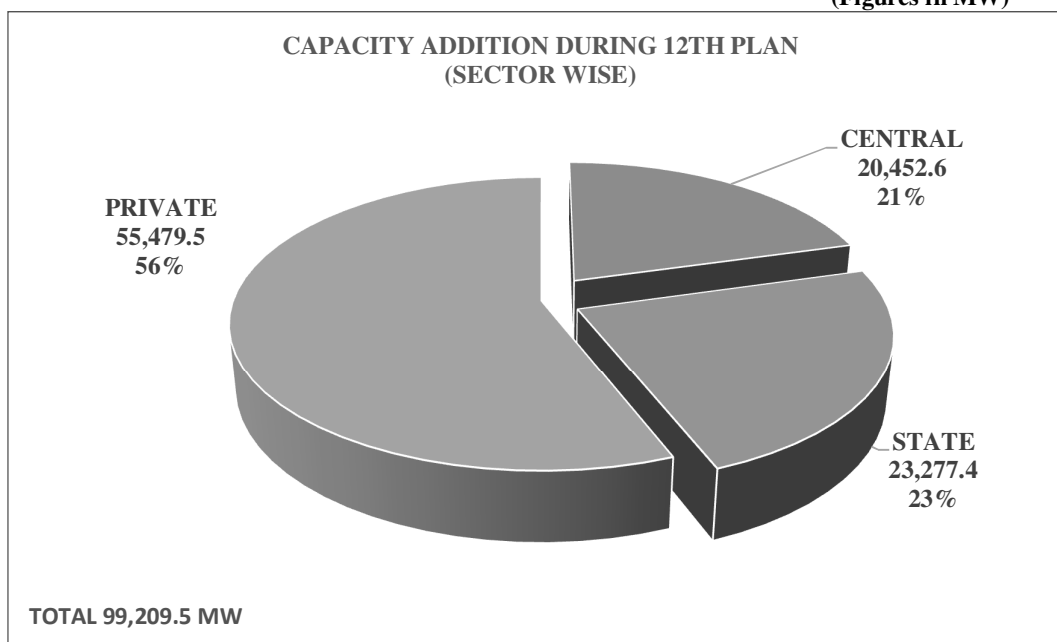
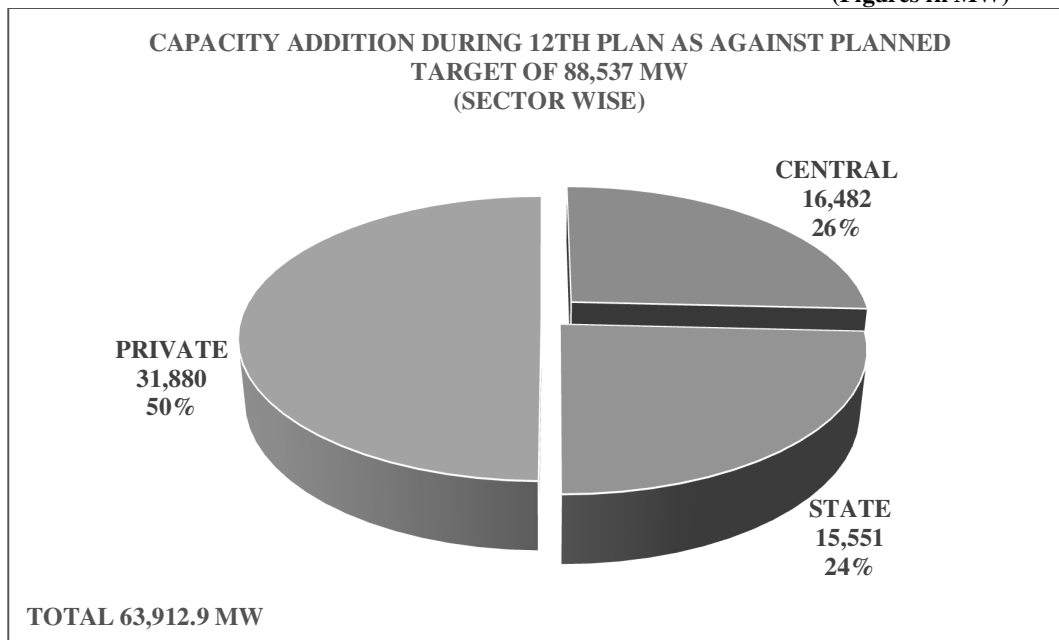


Exhibit 2.4

(Figures in MW)



**Exhibit 2.5****(Figures in MW)**

### **2.3 ADDITIONAL CAPACITY ADDITION ACHIEVED DURING 12TH PLAN (NOT INCLUDED IN THE TARGETED CAPACITY OF 88,537 MW)**

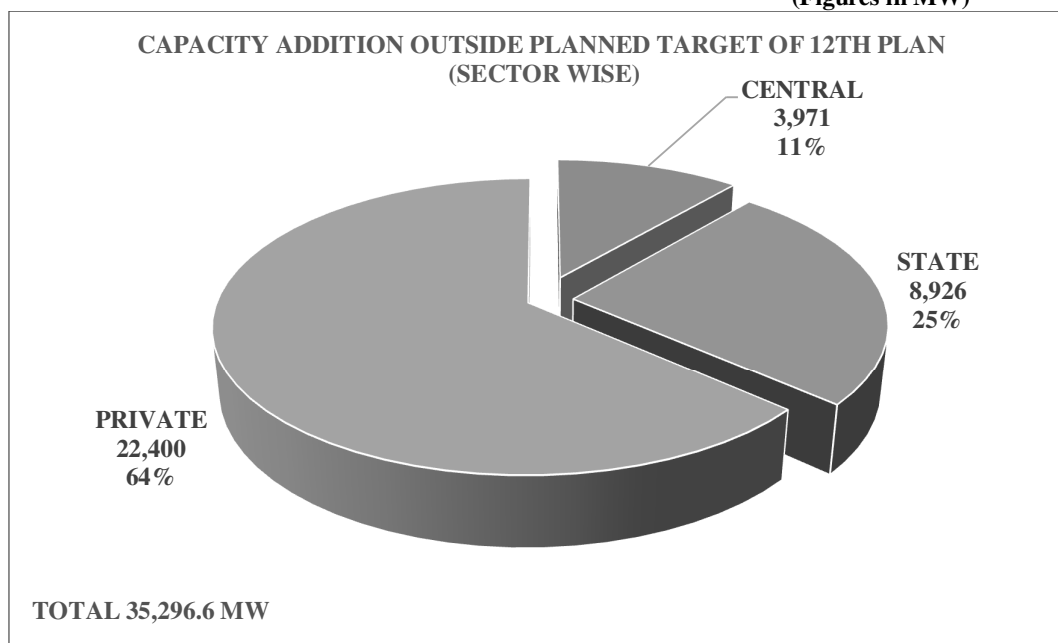
As per Electricity Act, 2003, thermal generation has been delicensed which encouraged setting up of thermal power projects. As a result, a capacity of 35,296.6 MW not included in the 12<sup>th</sup> Plan target has yielded benefits during 12<sup>th</sup> Plan. The sector wise and mode wise details are shown in **Table 2.5** and **Exhibit 2.6**. This includes private sector contribution of 22,399.5 MW, amounting to around 63.5% of the total capacity addition which is outside the target.

**Table 2.5**  
**Additional Capacity Addition achieved during 12th Plan**  
**(Figures in MW)**

Sector	Hydro	Thermal			Nuclear	Total
		Coal	Gas/LNG	Total		
Central	0.0	3,920.0	51	3,971	0.0	3,971.0
State	9.0	8,520.0	397.1	8,917.1	0.0	8,926.1
Private	24.0	18,445.0	3,930.5	22,375.5	0.0	22,399.5
<b>Total</b>	<b>33.0</b>	<b>30,885.0</b>	<b>4,378.6</b>	<b>35,263.6</b>	<b>0.0</b>	<b>35,296.6</b>

Exhibit 2.6

(Figures in MW)



Majority of additional projects commissioned during 12th Plan were listed in the previous National Electricity Plan. However, projects to the tune of 88,537 MW were identified based on the assessment of their likely commissioning during 12th Plan period.

#### 2.4 A COMPARISON OF 12<sup>TH</sup> PLAN WITH PREVIOUS FIVE YEAR PLANS

The capacity addition target vs achievement during the previous few five year Plans is given in **Table 2.6**.

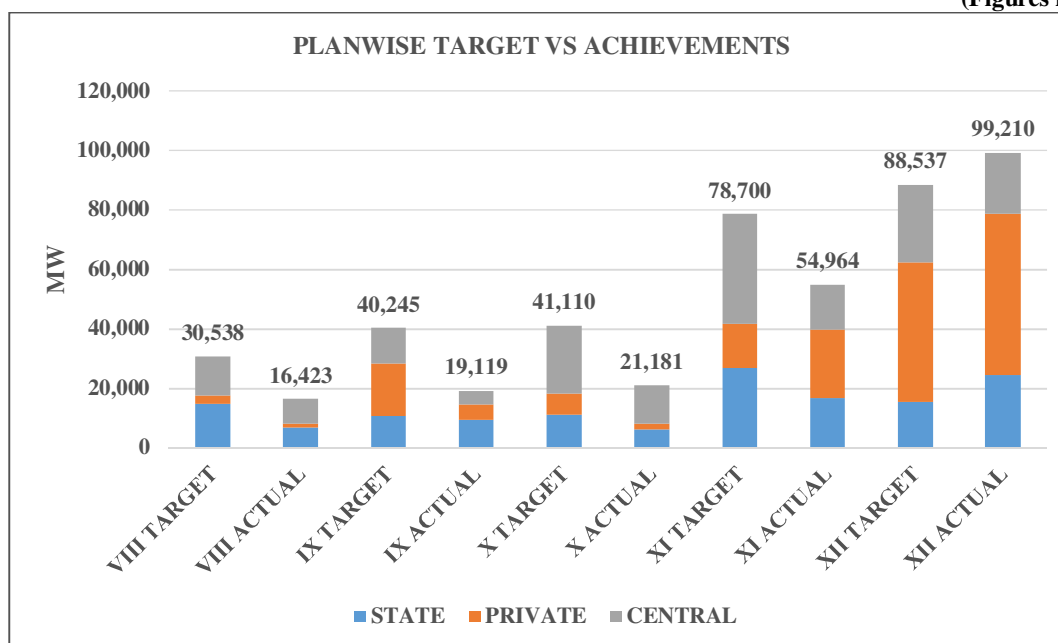
As can be seen from **Table 2.6**, capacity addition achievement for previous five year Plans was short of the target whereas during 12<sup>th</sup> Plan, the capacity addition achieved is 112% of the target.

**Table 2.6**  
Capacity Addition Target vis-a-vis Achievement in previous five year Plans  
(Figures in MW)

Plan/ Sector	8 <sup>th</sup> Plan		9 <sup>th</sup> Plan		10 <sup>th</sup> Plan		11 <sup>th</sup> Plan		12 <sup>th</sup> Plan	
	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual	Target	Actual
State	14,870	6,835	10,748	9,353	11,157	6,245	26,783	16,732	15,530	23,277.4
Private	2,810	1,430	17,589	5,262	7,121	1,930	15,043	23,012	46,825	55,479.5
Central	12,858	8,157	11,909	4,504	22,832	13,005	36,874	15,220	26,182	20,452.6
Total	30,538	16,423	40,245	19,119	41,110	21,180	78,700	54,964	88,537	99,209.5
% Achievement		53.7		47.5		51.5		69.84		112.1

Exhibit 2.7(a)

(Figures in MW)



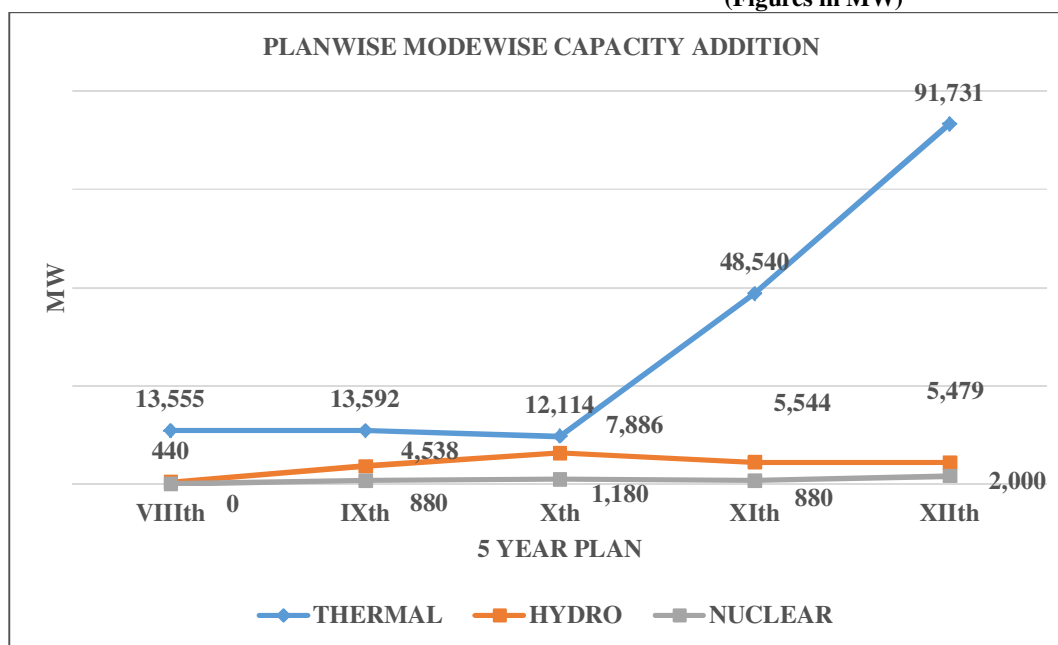
From the **Exhibit 2.7(a)**, it can be seen that private sector contribution towards capacity addition has significantly increased during the 11<sup>th</sup> Plan period onwards contributing around 42% of the total capacity added during 11<sup>th</sup> Plan and about 55% of the total capacity addition during 12<sup>th</sup> Plan.

Mode wise capacity addition from 8<sup>th</sup> Plan to 12<sup>th</sup> Plan is shown in

Exhibit 2.7(b).

Exhibit 2.7(b)

(Figures in MW)



It can be seen from **Exhibit 2.7(b)** that thermal capacity addition after 10<sup>th</sup> Plan has increased significantly but capacity addition from Hydro and Nuclear has not been able to keep pace with that of thermal capacity addition.

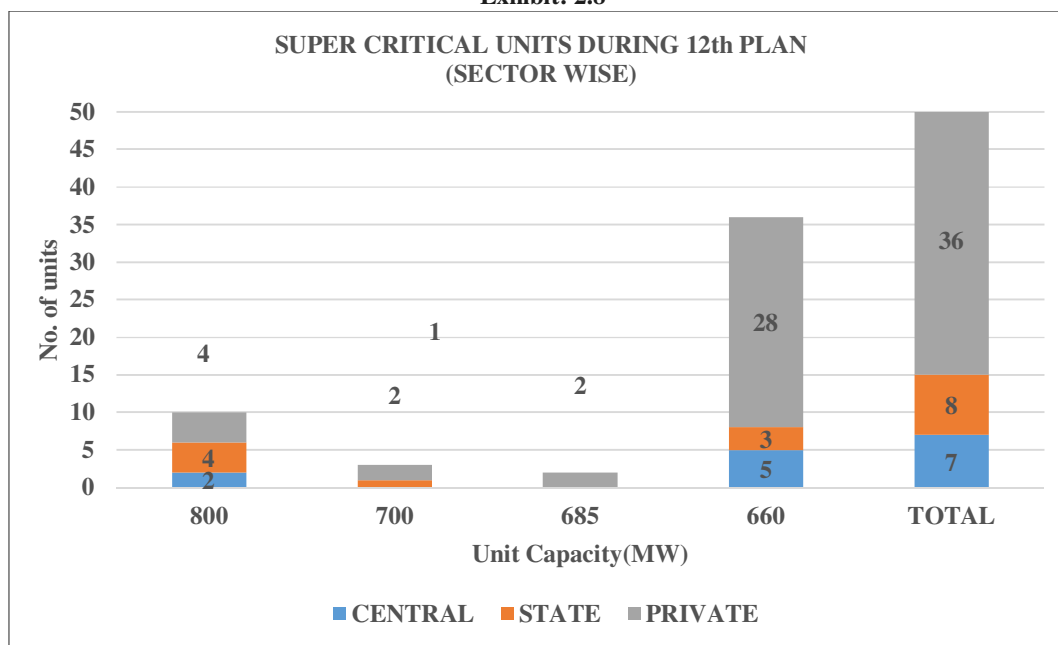
## 2.5 COAL BASED THERMAL CAPACITY ADDITION

To follow low carbon growth strategy, Government of India is promoting supercritical technology for coal based power plants, which has higher efficiency than conventional sub critical technology, thereby ensuring less CO<sub>2</sub> emissions. **Table 2.7** shows that around 35,230 MW (42%) of the total capacity addition from coal units (84,850 MW) are based on supercritical technology (660MW and above) during the 12th Plan period. It is observed that 36 no. of coal based units on supercritical technology have been commissioned in private sector out of the total of 51 no of supercritical technology based units commissioned during 12<sup>th</sup> Plan.

**Table: 2.7**  
Supercritical technology based capacity addition

Unit Size(MW)	No. Of Units				Total Capacity (MW)	% of Total Coal Based Capacity
	Central	State	Private	Total		
800	2	4	4	10	8,000	9.4
700	0	1	2	3	2,100	2.5
685	0	0	2	2	1,370	1.6
660	5	3	28	36	23,760	28.0
Sub-total (Supercritical)	7	8	36	51	35,230	41.5
Less than 660 (Sub-critical)	23	33	74	130	49,620	58.5
Total	30	41	110	181	84,850	100.00

**Exhibit: 2.8**



## 2.6 PROJECTS SLIPPING FROM 12<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION TARGET

Out of targeted capacity addition of 88,537 MW, a capacity of 24,613.8 MW (29% of the target) has slipped from 12<sup>th</sup> Plan. Sector wise and mode wise details of capacity slipped are shown in **Table 2.8** and **Exhibit 2.9**.

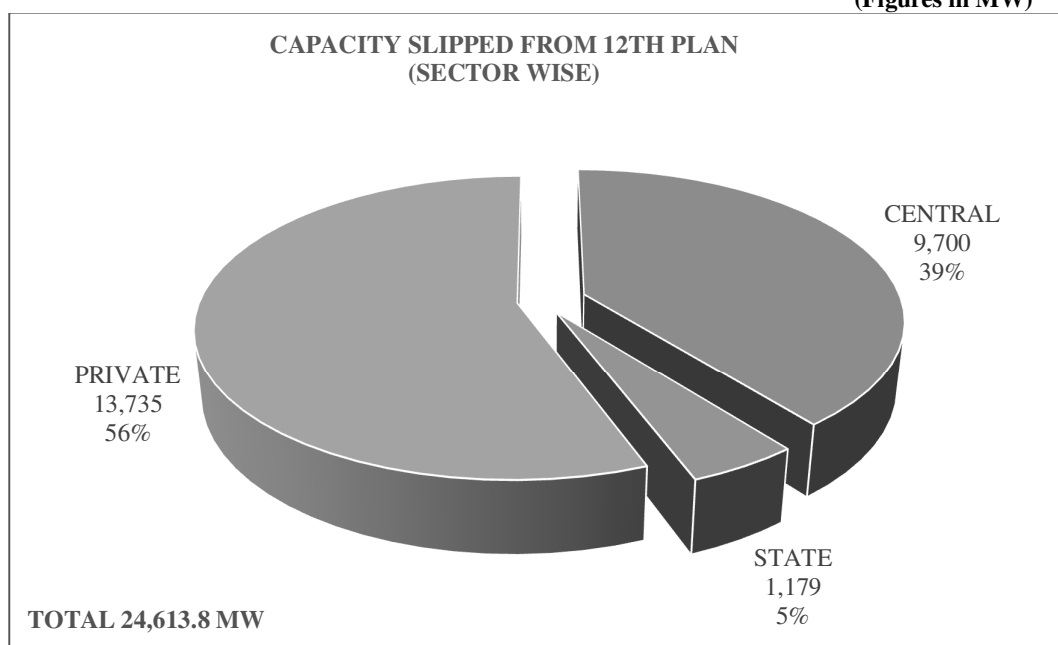
**Table 2.8**  
**Capacity Slipped from capacity target of 88,537 MW during 12th Plan**  
**(Figures in MW)**

Sector	Hydro	Thermal			Nuclear	Total
		Coal	Gas/LNG	Total		
Central	3,420.0	2,980.0	0.0	2,980.0	3,300.0	9,700.0
State	541.0	600.0	37.8	637.8	0.0	1,178.8
Private	1,490.0	12,245.0	0.0	12,245.0	0.0	13,735.0
<b>Total</b>	<b>5,451.0</b>	<b>15,825.0</b>	<b>37.8</b>	<b>15,862.8</b>	<b>3,300.0</b>	<b>24,613.8</b>

\*excludes 10 MW downward capacity revision in respect of Hinduja TPP

**Exhibit 2.9**

**(Figures in MW)**



State-wise list of capacity slipped from 12th Plan is placed at **Annexure 2.1**. List of power projects slipped from 12<sup>th</sup> Plan capacity addition target is placed at **Annexure 2.3**.

## **2.7 MAJOR REASONS FOR SLIPPAGE OF PROJECTS FROM 12TH PLAN**

### **2.7.1 Hydro Projects**

- Slow progress of civil works
- Poor geology
- Unfavorable weather conditions like heavy monsoons, floods, cyclones, cloud burst, etc.
- Law and order issues
- Funds Constraints
- Contractual issues
- Environmental issues
- Local issues
- Resettlement and Rehabilitation issues

### 2.7.2 Thermal Projects

- Problems in acquisition of land for construction of power plant, ash dyke, raw water reservoir, corridor for pipelines, Railway siding etc. and Right of Way /Right of Use for raw water pipe line, ash slurry disposal pipelines and transmission lines etc.
- Local agitations including aspects such as R&R issues, labor disputes and law and order problems. Further, ethnic violence in some specific regions has also resulted in long interruptions at work site.
- Delay in timely availability of railway transport system and healthiness/load carrying capacity of road transport system for smooth transportation of equipment and fuel to the plant site.
- Change in State policies viz. in respect of sand mining, extraction of ground water etc. during plant construction period.
- Issues in timely availability of startup power at site.
- Issues in timely completion of power evacuation system and capacity of transmission system to evacuate full power generated at the plant.
- Shortage of Natural Gas
- Cost overruns on account of delay in timely completion of power projects
- Issues in availability of adequate finances from banks and financial institutions for completion of projects leading to cost overruns/increased cost of the plant.
- Poor performance of main contractor and sub-vendors including BoP sub-vendors for various reasons/issues involved.
- Contractual disputes resulting in termination of contract and re-tendering etc. resulting in project delays and cost overrun.
- Natural calamities and extreme weather conditions including heavy rains, cyclones etc., specifically in coastal areas.
- Non signing of long term PPA with DISCOMs and non-fulfillment of PPA conditions by the project developers. In some cases, even no PPA is available for sale of power from the power plant.
- Delay in availability of Consent to Establish, Consent to Operate (CTO) from respective State Governments.

## 2.8 RENOVATION & MODERNIZATION PROGRAMME

R & M has been recognized as one of the cost effective options for obtaining the additional generation and better outputs from the existing old power units. R&M of such units is very essential for bringing in improvement in the performance of the units as well as for system upgradation to comply with the stricter environmental conditions or stipulations in case of thermal units. However, the Life Extension (LE) of the old power units is carried out with an aim to extend their useful life from 15 to 20 years beyond the original designed economical life.

### 2.8.1 Thermal

LE/R&M works which were to be taken up during 12<sup>th</sup> Plan are given in **Table 2.9**. R&M/LE works in respect of 37 nos. thermal units with aggregate capacity of 7,202.26 MW have been completed during 12<sup>th</sup> Plan. Details of the achievement of R&M and LE projects completed during 12<sup>th</sup> Plan are shown in **Table 2.10**.

**Table 2.9**  
**LE / R&M Programme during 12th Plan (2012 - 17)**

Category	LE/R&M works identified during 12 <sup>th</sup> Plan No. of units & capacity (MW)		Total (State Sector + Central Sector) No. of units & capacity (MW)
	State Sector	Central Sector	
LE	38 (6,820)	32 (5,246)	70 (12,066)
R&M	20 (4,150)	45 (13,151)	65 (17,301)
<b>Total</b>	<b>58 (10,970)</b>	<b>77 (18,397)</b>	<b>135 (29,367)</b>

**Table 2.10**  
**Achievements of R&M and LE Projects during 12th Plan (up to 31<sup>st</sup> March,2017)**

Sl. No.	Particulars	LE/R&M works completed during 12 <sup>th</sup> Plan No. of units & capacity (MW)		Total (State Sector + Central Sector) No. of units & capacity (MW)
		State Sector	Central Sector	
1	LE	10(1380)	11(1,261.76)	21(2,641.76)
2	R&M	5(850)	11(3,710.5)	16(4,560.5)
<b>Total</b>		<b>15(2,230)</b>	<b>22(4,972.26)</b>	<b>37(7,202.26)</b>

Details of Achievements of LE and R&M Programme during 12<sup>th</sup> Plan up to 31<sup>st</sup> March,2017 are placed at **Annexure 2.4**

### 2.8.2 Hydro

During 12<sup>th</sup> Plan, a total of 22 hydro R&M schemes (2 in Central Sector and 20 in State Sector) having an installed capacity of about 7,105.35 MW were expected to be completed at an estimated cost of about 1,353 crores. Details of the same are given in **Table 2.11**.

**Table 2.11**  
**Programme and Achievements of R&M and LE Projects during 12th Plan  
(up to 31.03.2017)**

Status	No of Hydro LE/R&M works		Total No. of schemes	Total Capacity (MW)
	Central Sector	State Sector		
<b>Programme to be completed during 12<sup>th</sup> Plan</b>	2	20	22	7,105.35
<b>Completed as on 31.3.2017</b>	2	18	20	4,014.60

## 2.9 CAPTIVE POWER PLANTS

Large number of captive plants including co-generation power plants of varied types and sizes exist in the country, which are utilized in process industry and in-house power consumption. Number of industries set up their captive plants to ensure reliable and quality power. Some plants are also installed as stand-by units for operation only during emergencies when the grid supply is not available. Surplus power, if any, from captive power plants could be fed into the grid as the Electricity Act, 2003 provides for non-discriminatory open access.

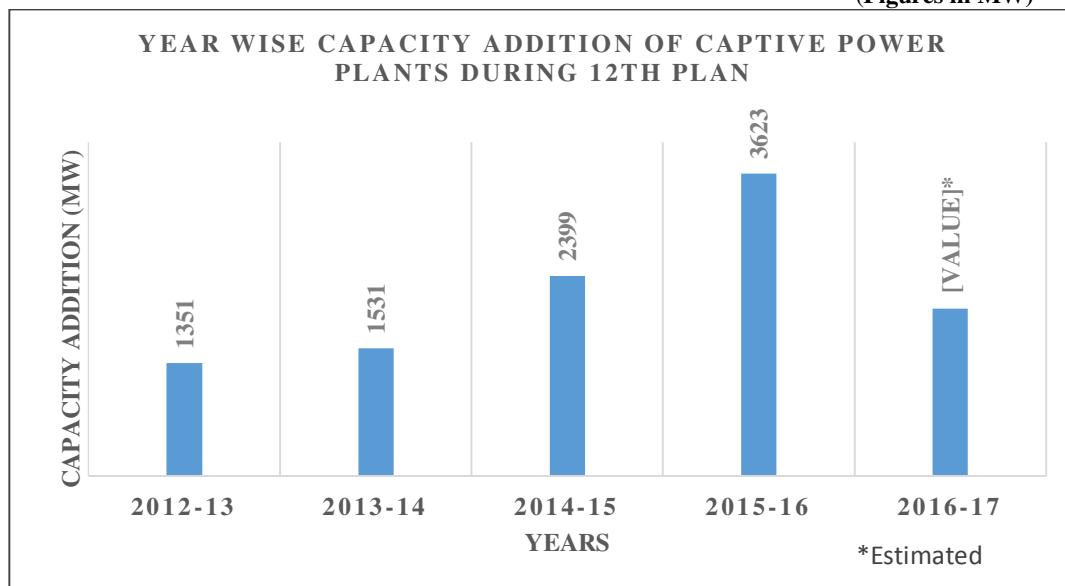
The installed capacity of captive power plants (1 MW and above) is about 50,288.67\* MW as on 31<sup>st</sup> March,2017 registering a growth of 4.16 % over the year 2015-16. The total installed captive power plant capacity was 48,279.48 MW on 31<sup>st</sup> March,2016.

The energy generation from captive power plants during the year 2015-16 was about 168.4 BU registering a growth of about 3.95%. The generation from captive power plants was 162 BU during 2014-15.

The year wise capacity addition from captive power plants during 12<sup>th</sup> plan period is furnished at **Exhibit 2.10**.

Exhibit 2.10

(Figures in MW)



## 2.10 CAPACITY ADDITION DURING 12<sup>th</sup> PLAN FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES

The installed capacity of renewable energy sources in the country at the end of 11<sup>th</sup> Plan (2007-12) was 24,503 MW. During 11<sup>th</sup> Plan, a capacity addition of 16,744 MW was achieved from renewable energy sources.

A capacity addition target of 30,000 MW was set for the 12<sup>th</sup> Plan from renewable energy sources as per the details shown in **Table 2.12**.

**Table 2.12**  
Capacity addition target for Renewable Energy Sources during 12th Plan  
(Figures in MW)

Source	Capacity
Solar	10,000
Wind	15,000
Other RES	5,000
<b>Total</b>	<b>30,000</b>

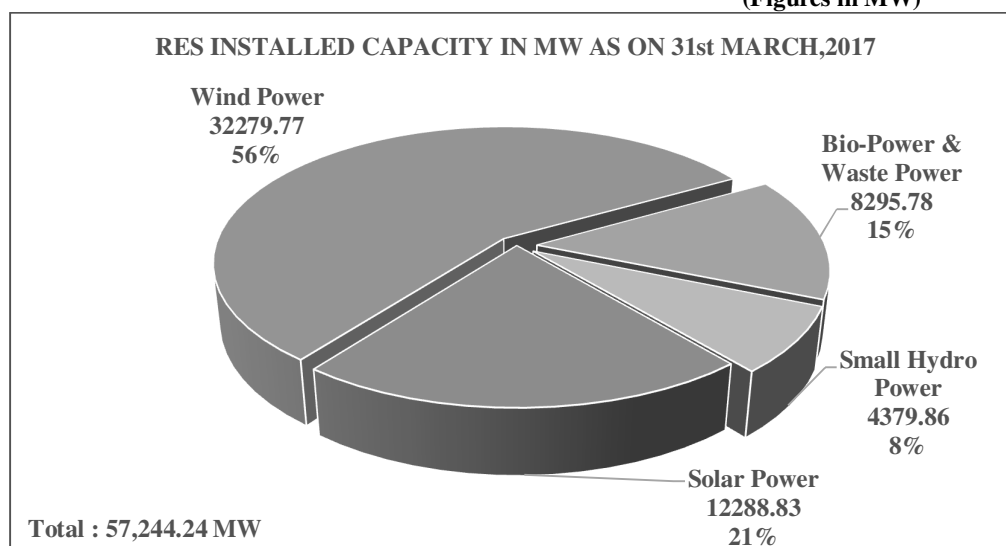
However, the target of installed capacity of RES by 2021-22 has been revised to 1,75,000 MW. The installed capacity from renewable energy sources in the country is 57,244.23 MW as on 31.03.2017. Source wise installed capacity of renewable energy sources is shown in **Table 2.13** and **Exhibit 2.11**.

\*Estimated figure

**Table 2.13**  
Installed capacity of Renewable energy sources as on 31<sup>st</sup> March, 2017  
(Figures in MW)

Source	Capacity
Solar	12,288.83
Wind	32,279.77
Bio-Power and waste power	8,295.78

Small Hydro	4,379.86
<b>Total</b>	<b>57,244.24</b>

**Exhibit 2.11****(Figures in MW)**

As on 31<sup>st</sup> March, 2017, a capacity addition of 32,740.84 MW from renewable energy sources has been achieved during 12<sup>th</sup> Plan. The details of capacity added source wise during 12<sup>th</sup> Plan is given in **Table 2.14**.

**Table 2.14**  
**Capacity addition achieved from Renewable Energy Sources during 12th Plan**  
**as on 31<sup>st</sup> March, 2017**

**(Figures in MW)**

<b>Source</b>	<b>Capacity*</b>
Solar	11,347.53
Wind	15,383.17
Bio-Power and waste power	5,040.78
Small Hydro	969.36
<b>Total</b>	<b>32,740.84</b>

Note: As reported by MNRE

## 2.11 CONCLUSIONS

- In the 12<sup>th</sup> Plan, the target of capacity addition from conventional sources was 88,537 MW. However, the capacity addition achieved from conventional sources during 12<sup>th</sup> Plan period is 99,209.5 MW which is about 112% of the target.
- As envisaged in Electricity Act, 2003, private players have started playing dominant role in capacity addition in power sector, with 55 % of total capacity addition from conventional sources during 12<sup>th</sup> Plan.
- There has been considerable slippage in the Hydro and Nuclear capacity addition envisaged in the 12<sup>th</sup> Plan. The factors affecting capacity addition in Hydro and Nuclear sectors need to be addressed urgently to arrest the further decline in the generation mix.
- Capacity addition from supercritical technology based coal power plants have contributed around 42% of the total capacity addition from coal based plants commissioned during 12<sup>th</sup> Plan.

## Annexure 2.1

STATE-WISE SECTOR-WISE CAPACITY COMMISSIONED/ SLIPPED  
DURING 12<sup>th</sup> PLAN AS ON 31.03.2017 (2012-17)

S N o	STATE/ UTs	TARGET -88,537 MW				Total Achievement as on 31.3.2017				Slipped from 12 <sup>th</sup> Plan (As per the Target of 88,537 MW)			
		C S	S S	P S	TOTAL	C S	S S	P S	TOTAL	C S	S S	P S	TOTAL
1	DELHI	0	750	0	750	0	750	0	750	0	0	0	0
2	HARYANA	500	0	660	1160	500	0	660	1160	0	0	0	0
3	HIMACHAL PRADESH	2763	506	314	3583	1963	195	94	2252	800	311	244	1355
4	JAMMU & KASHMIR	659	450	0	1109	329	450	0	779	330	0	0	330
5	PUNJAB	0	0	3920	3920	0	0	3920	3920	0	0	0	0
6	RAJASTHAN	1400	1260	270	2930	0	1860	1860	3720	1400	0	0	1400
7	UTTAR PRADESH	1000	1750	1980	4730	1500	1750	3300	6550	0	0	660	660
8	UTTARAKH-AND	520	0	505	1025	0	0	780	780	520	0	175	695
9	CHANDIGA-RH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUB TOTAL NORTHERN		6842	4716	7649	19207	4292	5005	10614	19911	3050	311	1079	4440
10	CHHATTISG-ARH	660	1500	10680	12840	660	1500	9115	11275	0	0	4215	4215
11	GUJARAT	1400	1452	1400	4252	0	2578	5383	7961	1400	0	0	1400
12	MAHARASH-TRA	1000	1410	7890	10300	2320	3230	7768	13318	0	0	2130	2130
13	MADHYA PRADESH	1000	1700	4680	7380	1500	1700	8225	11425	0	0	1060	1060
14	GOA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	DAMAN & DIU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	DADRA & NAGAR HAVELI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUB TOTAL WESTERN		4060	6062	24650	34772	4480	9008	30491	43979	1400	0	7405	8805
17	ANDHRA PRADESH	0	2250	6160	8410	0	1650	5940	7590	0	600	2020	2620
18	TELANGANA-NA	0	360	0	360	0	2070	0	2070	0	90	0	90
19	KARNATAKA	0	0	0	0	1600	2300	0	3900	0	0	0	0
20	KERALA	0	100	0	100	0	0	0	0	0	100	0	100
21	TAMIL NADU	4750	1860	660	7270	4250	1860	2700	8810	500	0	660	1160
22	PUDUCHE-RRY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUB TOTAL SOUTHERN		4750	4570	6820	16140	5850	7880	8640	22370	500	790	2680	3970
23	BIHAR	4690	0	0	4690	1960	0	0	1960	2730	0	0	2730
24	JHARKHAN-D	1000	0	1080	2080	1000	0	540	1540	0	0	540	540
25	ORISSA	0	0	3960	3960	0	0	3200	3200	0	0	1360	1360
26	SIKKIM	0	0	2066	2066	0	0	1395	1395	0	0	671	671
27	WEST BENGAL	1492	0	600	2092	1492	1259	600	3351	0	0	0	0
SUB TOTAL EASTERN		7182	0	7706	14888	4452	1259	5735	11446	2730	0	2571	5301
28	ARUNACHA-L PRADESH	1710	0	0	1710	0	0	0	0	1710	0	0	1710
29	ASSAM	750	100	0	850	500	62	0	562	250	38	0	288
30	MANIPUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	MIZORAM	60	0	0	60	0	0	0	0	60	0	0	60
32	MEGHALYA	0	82	0	82	0	42	0	42	0	40	0	40
33	NAGALAND	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	TRIPURA	828	0	0	828	879	21	0	900	0	0	0	0
SUB TOTAL N.EASTERN		3348	182	0	3530	1379	125	0	1504	2020	78	0	2098
35	A & N ISLANDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	LAKSHDWE-EP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		2618	1553	4682	8853	2045	2327	5548	99210	970	117	1373	24614

S N o	STATE/UTs	TARGET -88,537 MW				Total Achievement as on 31.3.2017				Slipped from 12 <sup>th</sup> Plan (As per the Target of 88,537 MW)			
		C S	S S	P S	TOTAL	C S	S S	P S	TOTAL	C S	S S	P S	TOTAL
		2	0	5	7	3	7	0		0	9	5	

CS: Central Sector; SS: State Sector; PS: Private Sector

## Annexure 2.2

LIST OF PROJECTS COMMISSIONED DURING 12<sup>TH</sup> PLAN AS ON 31.03.2017

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
	<b>CENTRAL SECTOR</b>					
1	Indira Gandhi TPP (Jhajjar) JV U3	Coal	HARYANA	NTPC	500	Target
2	Rihand TPP-III U5	Coal	UTTAR PRADESH	NTPC	500	Target
3	Rihand TPP-III U6	Coal	UTTAR PRADESH	NTPC	500	Additional
4	unchahar TPS ST-iv U-6	Coal	UTTAR PRADESH	NTPC	68.67	Target
5	Rampur HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	SJVNL	68.67	Target
6	Rampur HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	SJVNL	68.67	Target
7	Rampur HEP U3	Hydro	HIMACHAL PRADESH	SJVNL	68.67	Target
8	Rampur HEP U4	Hydro	HIMACHAL PRADESH	SJVNL	68.67	Target
9	Rampur HEP U5	Hydro	HIMACHAL PRADESH	SJVNL	68.67	Target
10	Rampur HEP U6	Hydro	HIMACHAL PRADESH	SJVNL	200	Target
11	Kol Dam HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NTPC	200	Target
12	Kol Dam HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NTPC	200	Target
13	Kol Dam HEP U3	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NTPC	200	Target
14	Kol Dam HEP U4	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NTPC	77	Target
15	Chamera-III HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	77	Target
16	Chamera-III HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	77	Target
17	Chamera-III HEP U3	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	130	Target
18	Parbati - III HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	130	Target
19	Parbati - III HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	130	Target
20	Parbati - III HEP U3	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	130	Target
21	Parbati - III HEP U4	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	60	Target
22	Uri-II HEP U1	Hydro	JAMMU &	NHPC	60	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ADDITIONAL
			KASHMIR			
23	Uri-II HEP U2	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	60	Target
24	Uri-II HEP U3	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	60	Target
25	Uri-II HEP U4	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	15	Target
26	Nimoo Bazgo HEP U1	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	15	Target
27	Nimoo Bazgo HEP U2	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	15	Target
28	Nimoo Bazgo HEP U3	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	11	Target
29	Chutak HEP U1	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	11	Target
30	Chutak HEP U2	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	11	Target
31	Chutak HEP U3	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	11	Target
32	Chutak HEP U4	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	660	Target
33	Sipat-I TPP U 3	Coal	CHHATTISGARH	NTPC	500	Target
34	Mauda TPP U1	Coal	MAHARASHTRA	NTPC	500	Target
35	Mauda TPP U2	Coal	MAHARASHTRA	NTPC	660	Additional
36	Mouda STPP Ph-II U-3	Coal	MAHARASHTRA	NTPC	660	Additional
37	Mouda STPP Ph-II U4	Coal	MAHARASHTRA	NTPC	500	Target
38	Vindhyachal TPP St-IV U11	Coal	MADHYA PRADESH	NTPC	500	Target
39	Vindhyachal TPP St-IV U12	Coal	MADHYA PRADESH	NTPC	500	Additional
40	Vindhyachal STPP St-V U13	Coal	MADHYA PRADESH	NTPC	500	Target
41	Vallur (Ennore) TPP U2	Coal	TAMIL NADU	NTPC/TNEB JV	500	Target
42	Vallur (Ennore) TPP U3	Coal	TAMIL NADU	NTPC/TNEB JV	500	Target
43	Tuticorin TPP JV U1	Coal	TAMIL NADU	NPTL (NLC JV)	500	Target
44	Tuticorin TPP JV U2	Coal	TAMIL NADU	NPTL (NLC JV)	250	Target
45	Neyveli II TPP U2	Lignite	TAMIL NADU	NLC	1000	target
46	Kudankulam U 1	Nuclear	TAMIL NADU	NPC	1000	target
47	Kudankulam U 2	Nuclear	TAMIL NADU	NPC	800	Additional
48	Kudgi STPP Ph-I , U-1	Coal	KARNATAKA	NTPC	800	Additional
49	Kudgi STPP Ph-I , U-2	Coal	KARNATAKA	NTPC	195	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
50	Muzaffarpur (Kanti) TPP U3	Coal	BIHAR	NTPC JV	195	Target
51	Muzaffarpur (Kanti) TPP U4	Coal	BIHAR	NTPC JV	660	Target
52	Barh STPP-II U1	Coal	BIHAR	NTPC	660	Target
53	Barh STPP-II U2	Coal	BIHAR	NTPC	250	Target
54	Nabinagar TPP U1	Coal	BIHAR	NTPC JV	500	Target
55	Bokaro TPP A Exp U1	Coal	JHARKHAND	DVC	500	Target
56	Koderma TPP U2	Coal	JHARKHAND	DVC	600	Target
57	Raghunathpur TPP U1	Coal	WEST BENGAL	DVC	600	Target
58	Raghunathpur TPP U2	Coal	WEST BENGAL	DVC	33	Target
59	Teesta Low Dam-III HEP U1	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	33	Target
60	Teesta Low Dam-III HEP U2	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	33	Target
61	Teesta Low Dam-III HEP U3	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	33	Target
62	Teesta Low Dam-III HEP U4	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	40	Target
63	Teesta Low Dam-IV HEP U1	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	40	Target
64	Teesta Low Dam-IV HEP U2	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	40	Target
65	Teesta Low Dam-IV HEP U3	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	40	Target
66	Teesta Low Dam-IV HEP U4	Hydro	WEST BENGAL	NHPC	250	Target
67	Bongaigaon TPP U1	Coal	ASSAM	NTPC	250	Target
68	Bongaigaon TPP U2	Coal	ASSAM	NTPC	363.3	Target
69	Tripura CCGT Block-1	Gas	TRIPURA	ONGC JV	363.3	Target
70	Tripura CCGT Block-2	Gas	TRIPURA	ONGC JV	65.4	Target
71	Monarchak CCGT GT	Gas	TRIPURA	NEEPCO	35.6	Target
72	Monarchak CCGT	Gas	TRIPURA	NEEPCO	500	Additional
73	Agartala CCGT ST-I	Gas	TRIPURA	NEEPCO	25.5	Additional
74	Agartala CCGT ST-1	Gas	TRIPURA	NEEPCO	25.5	Target
	<b>SUB TOTAL (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>20,452.6</b>	
	<b>STATE SECTOR</b>					
1	Pragati -III (BAWANA) CCGT (GT-3)	Gas	DELHI	PPCL	250	Target
2	Pragati -III (BAWANA) CCGT (GT-4)	Gas	DELHI	PPCL	250	Target
3	Pragati -III (BAWANA) CCGT (ST-2)	Gas	DELHI	PPCL	250	Target
4	Kalisindh TPP U1	Coal	RAJASTHAN	RRVUNL	600	Target
5	Chhabra TPP Ext U3	Coal	RAJASTHAN	RRVUNL	250	Target
6	Chhabra TPP Ext U4	Coal	RAJASTHAN	RRVUNL	250	Target
7	Ramgarh CCGT (GT)	Gas	RAJASTHAN	RRVUNL	110	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
8	Ramgarh CCGT (ST)	Gas	RAJASTHAN	RRVUNL	50	Target
9	Kalisindh TPP U2	Coal	RAJASTHAN	RRVUNL	600	Additional
10	Anpara-D TPP U1	Coal	UTTAR PRADESH	UPRVUNL	500	Target
11	Anpara-D TPP U2	Coal	UTTAR PRADESH	UPRVUNL	500	Target
12	Parichha TPP EXT U5	Coal	UTTAR PRADESH	UPRVUNL	250	Target
13	Parichha TPP EXT U6	Coal	UTTAR PRADESH	UPRVUNL	250	Target
14	Harduaganj TPP EXT U9	Coal	UTTAR PRADESH	UPRVUNL	250	Target
15	Kashang - I HEP	Hydro	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	65	Target
16	Kashang II HEP	Hydro	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	65	Target
17	Kashang III HEP	Hydro	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	65	Target
18	Baglihar-II HEP U1	Hydro	JAMMU & KASHMIR	J&K State Power Development Corp. Ltd.	150	Target
19	Baglihar-II HEP U2	Hydro	JAMMU & KASHMIR	J&K State Power Development Corp. Ltd.	150	Target
20	Baglihar-II HEP U3	Hydro	JAMMU & KASHMIR	J&K State Power Development Corp. Ltd.	150	Target
21	Korba West St.III TPP U5	Coal	CHHATTISGARH	CSEB	500	Target
22	Marwah TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	CSEB	500	Target
23	Marwah TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	CSEB	500	Target
24	Sikka TPP Ext. U3	Coal	GUJARAT	GSECL	250	Target
25	Ukai TPP EXT U6	Coal	GUJARAT	GSECL	500	Target
26	Pipavav JV CCGT Block-1	Gas	GUJARAT	GSECL	351	Target
27	Pipavav JV CCGT Block-2	Gas	GUJARAT	GSECL	351	Target
28	Dhuvaran CCPP-III	Gas	GUJARAT	GSECL	376.1	Additional
29	Bhavnagar CFBC TPP, U-1	Lignite	GUJARAT	Bhavnagar Energy	250	Additional
30	Bhavnagar CFBC TPP, U-2	Lignite	GUJARAT	Bhavnagar Energy	250	Additional
31	Sikka TPS Extn., U-4	Coal	GUJARAT	GSECL	250	Additional
32	Chandrapur TPP Ext. U8	Coal	MAHARASHTRA	MAHGENCO	500	Target
33	Koradi TPP Ext U8	Coal	MAHARASHTRA	MAHGENCO	660	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ADDITIONAL
			TRA	NCO		
34	Parli TPP U3	Coal	MAHARASHTRA	MAHGENCO	250	Target
35	Chandrapur TPS, U-9	Coal	MAHARASHTRA	MSPGCL	500	Additional
36	Koradi TPS Expn., U-9	Coal	MAHARASHTRA	MSPGCL	660	Additional
37	Koradi TPS Expn., U-10	Coal	MAHARASHTRA	MSPGCL	660	Additional
38	Satpura TPP EXT U10	Coal	MADHYA PRADESH	MPGENCO	250	Target
39	Satpura TPP EXT U11	Coal	MADHYA PRADESH	MPGENCO	250	Target
40	Shree Singhaji TPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	MPGENCO	600	Target
41	Shree Singhaji TPP U2	Coal	MADHYA PRADESH	MPGENCO	600	Target
42	Sri Damodaram Sanjeevaiah TPP (Krishnapattnam TPP) U1	Coal	ANDHRA PRADESH	APGENCO	800	Target
43	Sri Damodaram Sanjeevaiah TPP (Krishnapattnam TPP) U2	Coal	ANDHRA PRADESH	APGENCO	800	Target
44	Nagarjuna Sagar TR HEP U1	Hydro	ANDHRA PRADESH	APGENCO	25	Target
45	Nagarjuna Sagar TR HEP U2	Hydro	ANDHRA PRADESH	APGENCO	25	Target
46	Mettur TPP EXT U1	Coal	TAMIL NADU	TNEB	600	Target
47	North Chennai TPP Ext U1	Coal	TAMIL NADU	TNEB	600	Target
48	North Chennai TPP Ext U2	Coal	TAMIL NADU	TNEB	600	Target
49	Bhawani Barrage HEP II U1	Hydro	TAMIL NADU	TNEB	15	Target
50	Bhawani Barrage HEP II U2	Hydro	TAMIL NADU	TNEB	15	Target
51	Bhawani Barrage HEP III U1	Hydro	TAMIL NADU	TNEB	15	Target
52	Bhawani Barrage HEP III U2	Hydro	TAMIL NADU	TNEB	15	Target
53	Lower Jurala HEP U1	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	40	Target
54	Lower Jurala HEP U2	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	40	Target
55	Lower Jurala HEP U3	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	40	Target
56	Lower Jurala HEP U4	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	40	Target
57	Lower Jurala HEP U5	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	40	Target
58	Lower Jurala HEP U6	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	40	Target
59	Pulichintala HEP U1	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	30	Target
60	Kakatiya TPS Extn., U-1	Coal	TELANGANA	TSGENCO	600	Additional

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ADDITIONAL
61	Singareni TPP, U-1	Coal	TELANGANA	Singareni Collieries Co. Ltd	600	Additional
62	Singareni TPP, U-2	Coal	TELANGANA	Singareni Collieries Co. Ltd	600	Additional
63	Bellary TPP St-III, U-3	Coal	KARNATAKA	KPCL	700	Additional
64	Yermarus TPP, U-1	Coal	KARNATAKA	KPCL	800	Additional
65	Yermarus TPP, U-2	Coal	KARNATAKA	KPCL	800	Additional
66	Durgapur TPP Ext.	Coal	WEST BENGAL	Durgapur Projects Ltd	250	Additional
67	Sagardighi TPS-II, U-3	Coal	WEST BENGAL	WBPDC	500	Additional
68	Sagardighi TPS-II, U-4	Coal	WEST BENGAL	WBPDC	500	Additional
69	Jaldakha HEP	Hydro	WEST BENGAL	WBSEDC	9	Additional
70	Namrup CCGT	Gas	ASSAM	APGCL	62.25	Target
71	Myntdu St-I HEP ADDL UNIT	Hydro	MEGHALAYA	MeSEB	42	Target
72	Rokhia GT	Gas	TRIPURA	Govt of Tripura	21	Additional
	<b>SUB TOTAL (STATE SECTOR)</b>				<b>23,277.35</b>	
	<b>PRIVATE SECTOR</b>					
1	Mahatma Gandhi Jhajjar TPP U2	Coal	HARYANA	China Light Power	660	Target
2	Talwandi Sabo TPP U1	Coal	PUNJAB	Vedanta	660	Target
3	Talwandi Sabo TPP U2	Coal	PUNJAB	Vedanta	660	Target
4	Talwandi Sabo TPP U3	Coal	PUNJAB	Vedanta	660	Target
5	Goindwal Sahib TPP U1	Coal	PUNJAB	GVK Industries	270	Target
6	Goindwal Sahib TPP U2	Coal	PUNJAB	GVK Industries	270	Target
7	Nabha TPP U1	Coal	PUNJAB	L&T Power Development Ltd	700	Target
8	Nabha TPP U2	Coal	PUNJAB	L&T Power Development Ltd	700	Target
9	Jallipa Kapurdi TPP U5	Lignite	RAJASTHAN	Raj West Power Ltd	135	Target
10	Jallipa Kapurdi TPP U6	Lignite	RAJASTHAN	Raj West Power Ltd	135	Target
11	Jallipa Kapurdi TPP U 7-8	Lignite	RAJASTHAN	Raj West Power Ltd	270	Additional

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ADDITIONAL
12	Kawai TPP U1	Coal	RAJASTHAN	Adani Power Ltd	660	Additional
13	Kawai TPP U2	Coal	RAJASTHAN	Adani Power Ltd	660	Additional
14	Bara TPP U1	Coal	UTTAR PRADESH	Prayagraj Power Gen. Co. Ltd (Jaypee Group)	660	Target
15	Bara TPP U2	Coal	UTTAR PRADESH	Prayagraj Power Gen. Co. Ltd (Jaypee Group)	660	Target
16	Lalitpur TPP, U-1	Coal	UTTAR PRADESH	Lalitpur power Generation Co. Ltd	660	Additional
17	Lalitpur TPP, U-2	Coal	UTTAR PRADESH	Lalitpur power Generation Co. Ltd	660	Additional
18	Lalitpur TPP, U-3	Coal	UTTAR PRADESH	Lalitpur power Generation Co. Ltd	660	Additional
19	Budhil HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	LANCO Green Power Pvt Ltd	35	Target
20	Budhil HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	LANCO Green Power Pvt Ltd	35	Target
21	Chanju-I HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	IA Energy	12	Additional
22	Chanju-I HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	IA Energy	12	Additional
23	Srinagar HEP U1	Hydro	UTTARAKH AND	AHPCo. Ltd.	82.5	Target
24	Srinagar HEP U2	Hydro	UTTARAKH AND	AHPCo. Ltd.	82.5	Target
25	Srinagar HEP U3	Hydro	UTTARAKH AND	AHPCo. Ltd.	82.5	Target
26	Srinagar HEP U4	Hydro	UTTARAKH AND	AHPCo. Ltd.	82.5	Target
27	Gama CCPP, block-I	Gas	UTTARAKH AND	M/S GAMA INFRAPRO PVT. LTD.	225	Additional
28	Kashipur CCPP Block-1	Gas	UTTARAKH AND	Sravanthi Energy Pvt.	225	Additional

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ADDITIONAL
29	Avantha Bhandar TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	Korba West Power Company Ltd.	600	Target
30	Maruti Clean Coal & Power Ltd.TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	Maruti Clean Coal & Power Ltd.	300	Target
31	Uchpinda TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	R.K.M. PowerGen Pvt Ltd	360	Target
32	Uchpinda TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	R.K.M. PowerGen Pvt Ltd	360	Target
33	Akaltara (Nariyara) TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	KSK Mahanadi Power Company Limited	600	Target
34	Akaltara (Nariyara) TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	KSK Mahanadi Power Company Limited	600	Target
35	Kasaipalli TPP U 2	Coal	CHHATTISGARH	ACB India	135	Target
36	Swastik Korba TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	ACB India	25	Target
37	Vandana Vidyut TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	Vandana Vidyut	135	Target
38	Balco TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	Bharat Aluminium Co. Ltd	300	Target
39	Balco TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	Bharat Aluminium Co. Ltd	300	Target
40	Baradhra (D B Power) TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	DB Power Ltd	600	Target
41	Baradhra (D B Power) TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	DB Power Ltd	600	Target
42	Newpara (TRN Energy) TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	TRN Energy	300	Target
43	Ratija TPP	Coal	CHHATTISGARH	ACB India	50	Target
44	Tamnar TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	Jindal Power Ltd	600	Target
45	Tamnar TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	Jindal Power Ltd	600	Target
46	Chakabura TPP	Coal	CHHATTISGARH	ACB India Ltd.	30	Additional
47	Tamnar TPP U3	Coal	CHHATTISGARH	Jindal Power Ltd	600	Additional

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
48	Raikheda TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	GMR	685	Additional
49	Tamnar TPP U4	Coal	CHHATTISGARH	Jindal Power Ltd	600	Additional
50	Raikheda TPP, U-2	Coal	CHHATTISGARH	GMR	685	Additional
51	Ratija TPP U-2	Coal	CHHATTISGARH	Spectrum Coal & Power Ltd.	50	Additional
52	Mundra UMPP, U 2	Coal	GUJARAT	Tata Power Company Ltd	800	Target
53	Salaya TPP U 2	Coal	GUJARAT	Essar Power Salaya Ltd	600	Target
54	Mundra UMPP U 3,4,5	Coal	GUJARAT	Tata Power Company Ltd	2400	Additional
55	Uno Sugan CCGT	Gas	GUJARAT	Torrent Power	382.5	Additional
56	DGEN Mega CCGP Module 1	Gas	GUJARAT	Torrent Power	400	Additional
57	DGEN Mega CCGP Module 2	Gas	GUJARAT	Torrent Power	400	Additional
58	DGEN Mega CCGP Module 3	Gas	GUJARAT	Torrent Power	400	Additional
59	India Bulls- Amravati TPP Ph-I, U1	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Power Limited	270	Target
60	India Bulls- Amravati TPP Ph-I, U2	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Power Limited	270	Target
61	India Bulls- Amravati TPP Ph-I, U3	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Power Limited	270	Target
62	India Bulls- Amravati TPP Ph-I, U4	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Power Limited	270	Target
63	India Bulls- Amravati TPP Ph-I, U5	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Power Limited	270	Target
64	India Bulls - Nasik TPP Ph-I, U1	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Realtech Limited	270	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
65	India Bulls - Nasik TPP Ph-I, U2	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Realtech Limited	270	Target
66	Dhariwal Infrastructure (P) Ltd TPP U1	Coal	MAHARASHTRA	Dhariwal Infrastructure (P) LTD	300	Target
67	Dhariwal Infrastructure (P) Ltd TPP U2	Coal	MAHARASHTRA	Dhariwal Infrastructure (P) LTD	300	Target
68	EMCO Warora TPP U1	Coal	MAHARASHTRA	GMR EMCO Energy Ltd	300	Target
69	EMCO Warora TPP U2	Coal	MAHARASHTRA	GMR EMCO Energy Ltd	300	Target
70	Butibori TPP Ph -II U 1	Coal	MAHARASHTRA	Vidarbha Industries Power Ltd	300	Target
71	Tiroda TPP PH-I U1	Coal	MAHARASHTRA	Adani Power Ltd	660	Target
72	Tiroda TPP PH-I U2	Coal	MAHARASHTRA	Adani Power Ltd	660	Target
73	Tiroda TPP Ph-II U1	Coal	MAHARASHTRA	Adani Power Ltd	660	Target
74	GEPL TPP U1	Coal	MAHARASHTRA	Gupta Energy Pvt Ltd	60	Target
75	GEPL TPP U2	Coal	MAHARASHTRA	Gupta Energy Pvt Ltd	60	Target
76	Bela TPP U 1	Coal	MAHARASHTRA	Ideal Energy Projects Ltd	270	Target
77	Tiroda TPP Ph-II U2	Coal	MAHARASHTRA	Adani Power Ltd	660	Additional
78	Butibori TPP Ph -II U2	Coal	MAHARASHTRA	Vidarbha Industries Power Ltd	300	Additional
79	Tiroda TPP Ph-II U3	Coal	MAHARASHTRA	Adani Power Ltd	660	Additional
80	Mangaon CCPP	Gas	MAHARASHTRA	PGPL	388	Additional
81	Annupur TPP Ph-I U1	Coal	MADHYA PRADESH	MB Power (Madhya Pradesh) Ltd.	600	Target
82	Annupur TPP Ph-I U2	Coal	MADHYA PRADESH	MB Power	600	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
				(Madhya Pradesh) Ltd.		
83	Bina TPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	Bina Power Supply Comp. Ltd (Jaypee Group)	250	Target
84	Bina TPP U2	Coal	MADHYA PRADESH	Bina Power Supply Comp. Ltd (Jaypee Group)	250	Target
85	Sasan UMPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	Reliance Power Ltd.	660	Target
86	Sasan UMPP U2	Coal	MADHYA PRADESH	Reliance Power Ltd.	660	Target
87	Seioni (Jhabua) TPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	Jhabua Power Ltd	600	Target
88	Mahan TPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	Essar Power	600	Additional
89	Niwari TPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	M/s BLA Pvt Ltd	45	Additional
90	Sasan UMPP U4	Coal	MADHYA PRADESH	Reliance Power Ltd.	660	Additional
91	Sasan UMPP U3	Coal	MADHYA PRADESH	Reliance Power Ltd.	660	Additional
92	Sasan UMPP U5	Coal	MADHYA PRADESH	Reliance Power Ltd.	660	Additional
93	Nigri TPP U1	Coal	MADHYA PRADESH	JP Power Ventures Ltd.	660	Additional
94	Nigri TPP U2	Coal	MADHYA PRADESH	JP Power Ventures Ltd.	660	Additional
95	Sasan UMPP U6	Coal	MADHYA PRADESH	Reliance Power Ltd.	660	Additional
96	Nagarjuna Construction Company Ltd Ph-I U1	Coal	ANDHRA PRADESH	Nagarjuna Constructi	660	Target
97	Nagarjuna Construction Company Ltd Ph-I U2	Coal	ANDHRA PRADESH	-on Company Ltd	660	Target
98	Painampuram TPP U1	Coal	ANDHRA PRADESH	Thermal Powertech Corporati on Ltd.	660	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
99	Painampuram TPP U2	Coal	ANDHRA PRADESH	Thermal Powertech Corporation Ltd.	660	Target
100	Thamminapatnam TPP U1	Coal	ANDHRA PRADESH	Meenakshi Energy Pvt. Ltd.,	150	Target
101	Thamminapatnam TPP U2	Coal	ANDHRA PRADESH	Meenakshi Energy Pvt. Ltd.,	150	Target
102	Simhapuri TPP Ph-I, U 2	Coal	ANDHRA PRADESH	Simhapuri Energy Pvt. Ltd.,	150	Target
103	Hinduja TPP, U1	Coal	ANDHRA PRADESH	Hinduja	520	Target
104	Hinduja TPP, U2	Coal	ANDHRA PRADESH	Hinduja	520	Target
105	Simhapuri TPP Ph-II, U1	Coal	ANDHRA PRADESH	Simhapuri Energy Pvt. Ltd.,	150	Additional
106	Simhapuri TPP Ph-II, U2	Coal	ANDHRA PRADESH	Simhapuri Energy Pvt. Ltd.,	150	Additional
107	Kondapalli CCGT St-III A	Gas	ANDHRA PRADESH	Lanco	371	Additional
108	Kondapalli CCGT St-III B	Gas	ANDHRA PRADESH	Lanco	371	Additional
109	Vemagiri CCGT-II Block-I	Gas	ANDHRA PRADESH	GMR Rajahmundry energy Ltd	384	Additional
110	Vemagiri CCGT-II Block-II	Gas	ANDHRA PRADESH	GMR Rajahmundry energy Ltd	384	Additional
111	Ind Barath (Tuticorin) TPP U1	Coal	TAMIL NADU	Ind. Barath Power Ltd.	150	Additional
112	Ind Barath (Tuticorin) TPP U2	Coal	TAMIL NADU	Ind. Barath Power Ltd.	150	Additional
113	Mutiara (Melamurthur) TPP U1	Coal	TAMIL NADU	Coastal Energaen	600	Additional
114	Melamaruthur TPP, U-2	Coal	TAMIL NADU	Coastal Energen	600	Additional
115	ITPCL TPP U-1 (Cuddalore)	Coal	TAMIL NADU	IL & FS Power Ltd	600	Additional
116	ITPCL TPP U-2 (Cuddalore)	Coal	TAMIL NADU	IL & FS Power Ltd	600	Additional
117	Jorethang Loop HEP U1	Hydro	SIKKIM	DANS Pvt. Ltd	48	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ADDITIONAL
118	Jorethang Loop HEP U2	Hydro	SIKKIM	DANS Pvt. Ltd	48	Target
119	Chujachen HEP U1	Hydro	SIKKIM	Gati Infrastructure Ltd.	49.5	Target
120	Chujachen HEP U2	Hydro	SIKKIM	Gati Infrastructure Ltd.	49.5	Target
121	Teesta-III HEP U1	Hydro	SIKKIM	Teesta Urja Ltd	200	Target
122	Teesta-III HEP U2	Hydro	SIKKIM	Teesta Urja Ltd	200	Target
123	Teesta-III HEP U3	Hydro	SIKKIM	Teesta Urja Ltd	200	Target
124	Teesta-III HEP U4	Hydro	SIKKIM	Teesta Urja Ltd	200	Target
125	Teesta-III HEP U5	Hydro	SIKKIM	Teesta Urja Ltd	200	Target
126	Teesta-III HEP U6	Hydro	SIKKIM	Teesta Urja Ltd	200	Target
127	Adhunik Power & Natural Resources Ltd TPP U1	Coal	JHARKHAND	Adhunik Power & Natural Resources Ltd.	270	Target
128	Adhunik Power & Natural Resources Ltd TPP U2	Coal	JHARKHAND	Adhunik Power & Natural Resources Ltd.	270	Target
129	Derang TPP U1	Coal	ORISSA	Jindal India Thermal Power Ltd	600	Target
130	Utkal (Ind Barath Energy Pvt. Ltd.) TPP U1	Coal	ORISSA	Ind. Barath power (Utkal) Ltd.	350	Target
131	Kamalanga TPP U1	Coal	ORISSA	GMR Energy	350	Target
132	Kamalanga TPP U2	Coal	ORISSA	GMR Energy	350	Target
133	Kamalanga TPP U3	Coal	ORISSA	GMR Energy	350	Target
134	Sterlite TPP U4	Coal	ORISSA	Sterlite Energy	600	Target
135	Derang TPP U2	Coal	ORISSA	Jindal India Thermal Power Ltd	600	Additional
136	Haldia TPP U1	Coal	WEST BENGAL	CESC	300	Target

Sl. No.	PROJECT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY	TARGET/ ADDITIONAL
137	Haldia TPP U2	Coal	WEST BENGAL	CESC	300	Target
	<b>SUB TOTAL (PRIVATE SECTOR)</b>				<b>55,479.5</b>	
	<b>TOTAL 12TH PLAN</b>				<b>99,209.45</b>	

## Annexure 2.3

LIST OF PROJECTS SLIPPED FROM 12<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION TARGET AS ON 31.03.2017

(All figures in MW)

Sl. No.	PLANT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY
	<b>CENTRAL SECTOR</b>				
1	RAPP U 7 & 8	Nuclear	RAJASTHAN	NPC	1400
2	Parbati-II HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	200
3	Parbati-II HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	200
4	Parbati-II HEP U3	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	200
5	Parbati-II HEP U4	Hydro	HIMACHAL PRADESH	NHPC	200
6	Kishan Ganga HEP U1	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	110
7	Kishan Ganga HEP U2	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	110
8	Kishan Ganga HEP U3	Hydro	JAMMU & KASHMIR	NHPC	110
9	Tapovan Vishnugad HEP U1	Hydro	UTTARAKHAND	NTPC	130
10	Tapovan Vishnugad HEP U2	Hydro	UTTARAKHAND	NTPC	130
11	Tapovan Vishnugad HEP U3	Hydro	UTTARAKHAND	NTPC	130
12	Tapovan Vishnugad HEP U4	Hydro	UTTARAKHAND	NTPC	130
13	KAPP U-3,4	Nuclear	GUJARAT	NPC	1400
14	PFBR (Kalpakkam)	Nuclear	TAMIL NADU	NPC	500
15	Barh STPP-I U1	Coal	BIHAR	NTPC	660
16	Barh STPP-I U2	Coal	BIHAR	NTPC	660
17	Barh STPP-I U3	Coal	BIHAR	NTPC	660
18	Nabinagar TPP U2	Coal	BIHAR	NTPC JV	250
19	Nabinagar TPP U3	Coal	BIHAR	NTPC JV	250
20	Nabinagar TPP U4	Coal	BIHAR	NTPC JV	250
21	Bongaigaon TPP U3	Coal	ASSAM	NTPC	250
22	Pare HEP U1	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	55
23	Pare HEP U2	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	55
24	Kameng HEP U1	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	150
25	Kameng HEP U2	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	150
26	Kameng HEP U3	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	150
27	Kameng HEP U4	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	150

Sl. No.	PLANT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY
28	Subansiri Lower HEP U1	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NHPC	250
29	Subansiri Lower HEP U2	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NHPC	250
30	Subansiri Lower HEP U3	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NHPC	250
31	Subansiri Lower HEP U4	Hydro	ARUNACHAL PRADESH	NHPC	250
32	Tuirial HEP U1	Hydro	MIZORAM	NEEPCO	30
33	Tuirial HEP U2	Hydro	MIZORAM	NEEPCO	30
	<b>SUB TOTAL (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>9700</b>
	<b>STATE SECTOR</b>				
1	Uhl-III HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	BVPC	33.34
2	Uhl-III HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	BVPC	33.34
3	Uhl-III HEP U3	Hydro	HIMACHAL PRADESH	BVPC	33.34
4	Sawara Kuddu HEP	Hydro	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	111
5	Sainj HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	50
6	Sainj HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	50
7	Royal seema TPP U6	Coal	ANDHRA PRADESH	APGENCO	600
8	Thottiar HEP U1	Hydro	KERALA	KSEB	30
9	Thottiar HEP U2	Hydro	KERALA	KSEB	10
10	Pallivasal HEP U1	Hydro	KERALA	KSEB	30
11	Pallivasal HEP U2	Hydro	KERALA	KSEB	30
12	Pulichintala HEP U2	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	30
13	Pulichintala HEP U3	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	30
14	Pulichintala HEP U4	Hydro	TELANGANA	TSGENCO	30
15	Namrup CCGT	Gas	ASSAM	APGCL	37.75
16	New Umtru HEP U1	Hydro	MEGHALYA	MeECL	20
17	New Umtru HEP U2	Hydro	MEGHALYA	MeECL	20
	<b>SUB TOTAL(STATE SECTOR)</b>				<b>1178.75</b>
	<b>PRIVATE SECTOR</b>				
1	Bara TPP U3	Coal	UTTAR PRADESH	Prayagraj Power Gen. Co. Ltd (Jaypee Group)	660
2	Tidong-I HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	N S L Tidong Power Generation Ltd	50
3	Tidong-I HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	N S L	50

Sl. No.	PLANT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY
				Tidong Power Generation Ltd	
4	Sorang HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	Himachal Sorang Power Pvt. Ltd	50
5	Sorang HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	Himachal Sorang Power Pvt. Ltd	50
6	Tangnu Romai-I HEP U1	Hydro	HIMACHAL PRADESH	Tangnu Romai Power Generation Ltd	22
7	Tangnu Romai-I HEP U2	Hydro	HIMACHAL PRADESH	Tangnu Romai Power Generation Ltd	22
8	Singoli Bhatwari HEP U1	Hydro	UTTARAKHAND	L&T Uttaranchal Hydro Power Ltd	33
9	Singoli Bhatwari HEP U2	Hydro	UTTARAKHAND	L&T Uttaranchal Hydro Power Ltd	33
10	Singoli Bhatwari HEP U3	Hydro	UTTARAKHAND	L&T Uttaranchal Hydro Power Ltd	33
11	Phata Byung HEP U1	Hydro	UTTARAKHAND	Lanco Energy Pvt. Ltd.	38
12	Phata Byung HEP U2	Hydro	UTTARAKHAND	Lanco Energy Pvt. Ltd.	38
13	Lanco Amarkantak TPP U3	Coal	CHHATTISGARH	LANCO Amarkantak Pvt Ltd	660
14	Lanco Amarkantak TPP U4	Coal	CHHATTISGARH	LANCO Amarkantak Pvt Ltd	660
15	Uchpinda TPP U3	Coal	CHHATTISGARH	R.K.M. PowerGen Pvt Ltd	360
16	Vinjkote (Darrampura) TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	SKS Ispat and Power Ltd.	300
17	Vinjkote (Darrampura) TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	SKS Ispat and Power	300

Sl. No.	PLANT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY
				Ltd.	
18	Vinjkote (Darrampura) TPP U3	Coal	CHHATTISGARH	SKS Ispat and Power Ltd.	300
19	Akaltara (Nariyara) TPP U3	Coal	CHHATTISGARH	KSK Mahanadi Power Company Limited	600
20	Vandana Vidyut TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	Vandana Vidyut	135
21	Athena Singhtarai TPP U1	Coal	CHHATTISGARH	Athena Chhattisgarh Power Ltd.	600
22	Newpara (TRN Energy) TPP U2	Coal	CHHATTISGARH	TRN Energy	300
23	India Bulls - Nasik TPP Ph-I, U3	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Realtech Limited	270
24	India Bulls - Nasik TPP Ph-I, U4	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Realtech Limited	270
25	India Bulls - Nasik TPP Ph-I, U5	Coal	MAHARASHTRA	India Bulls Realtech Limited	270
26	Lanco Mahanadi, Vidarbha TPP U1	Coal	MAHARASHTRA	Lanco Mahanadi Power Pvt Ltd	660
27	Lanco Mahanadi, Vidarbha TPP U2	Coal	MAHARASHTRA	Lanco Mahanadi Power Pvt Ltd	660
28	D B Power TPP, Sidhi U-1	Coal	MADHYA PRADESH	DB Power (Madhya Pradesh) Ltd	660
29	Maheshwar HEP U1	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
30	Maheshwar HEP U2	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
31	Maheshwar HEP U3	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
32	Maheshwar HEP U4	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
33	Maheshwar HEP U5	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
34	Maheshwar HEP U6	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
35	Maheshwar HEP U7	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
36	Maheshwar HEP U8	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
37	Maheshwar HEP U9	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
38	Maheshwar HEP U10	Hydro	MADHYA PRADESH	SMHPCL	40
39	Thamminapatnam TPP U3	Coal	ANDHRA PRADESH	Meenakshi Energy Pvt. Ltd.,	350
40	Thamminapatnam TPP U4	Coal	ANDHRA PRADESH	Meenakshi	350

Sl. No.	PLANT NAME	FUEL TYPE	STATE	AGENCY	CAPACITY
				Energy Pvt. Ltd.,	
41	Bhavanapaddu TPP U1	Coal	ANDHRA PRADESH	East Coast Energy	660
42	Bhavanapaddu TPP U2	Coal	ANDHRA PRADESH	East Coast Energy	660
43	Ind Barath TPP U1	Coal	TAMIL NADU	Ind Barath Power (Madras) Ltd	660
44	Bhasmey HEP U1	Hydro	SIKKIM	Gati Infrastructure Ltd.	17
45	Bhasmey HEP U2	Hydro	SIKKIM	Gati Infrastructure Ltd.	17
46	Bhasmey HEP U3	Hydro	SIKKIM	Gati Infrastructure Ltd.	17
47	Rangit-IV HEP U1	Hydro	SIKKIM	Jal Power Corp. Ltd.	40
48	Rangit-IV HEP U2	Hydro	SIKKIM	Jal Power Corp. Ltd.	40
49	Rangit-IV HEP U3	Hydro	SIKKIM	Jal Power Corp. Ltd.	40
50	Teesta-VI HEP U1	Hydro	SIKKIM	Lanco Energy Pvt. Ltd.	125
51	Teesta-VI HEP U2	Hydro	SIKKIM	Lanco Energy Pvt. Ltd.	125
52	Teesta-VI HEP U3	Hydro	SIKKIM	Lanco Energy Pvt. Ltd.	125
53	Teesta-VI HEP U4	Hydro	SIKKIM	Lanco Energy Pvt. Ltd.	125
54	Mata Shri Usha TPP Ph-I U1	Coal	JHARKHAND	Corporate Power Ltd.	270
55	Mata Shri Usha TPP Ph-I U2	Coal	JHARKHAND	Corporate Power Ltd.	270
56	Utkal (Ind Barath Energy Pvt. Ltd.) TPP U2	Coal	ORISSA	Ind. Barath power (Utkal) Ltd.	350
57	Lanco Babandh Dhenkanal TPP U1	Coal	ORISSA	Lanco Babandh	660
58	K.V.K. Nilanchal TPP U1	Coal	ORISSA	K.V.K. Nilachal Power Pvt. Ltd.	350
	<b>SUB TOTAL(STATE SECTOR)</b>				<b>13735</b>
	<b>TOTAL(12TH PLAN)</b>				<b>24613.75</b>

## Annexure 2.4

DETAILS OF ACHIEVEMENTS OF LE AND R&M PROGRAMME DURING 12<sup>TH</sup> PLAN UP TO 31.03.2017

YEAR	Name of the TPS	Unit No.	Capacity (MW)	Utility	Sector	Date of Achievement
<b>1. 2012-2013</b>						
<b>LE</b>	Bathinda	3	110	PSPCL	State	05.08.2012
	Kawas	GT-1A	106	NTPC	Central	21.01.2013
<b>R&amp;M</b>	DPL	6	110	DPL	State	07.05.2012
	Patratu	10	110	NTPC	State	24.05.2012
	Anpara 'A	1 to 3	3x210	UPRVUNL	State	21.03.2013
	Tanda	2	110	NTPC	Centre	15.09.2012
<b>Sub Total</b>		<b>8 (units)</b>	<b>1176</b>			
<b>2. 2013-2014</b>						
<b>LE</b>	Parichha	2	110		State	05.05.2013
	Muzafarpur	1	110		State	05.07.2013
	Kawas	GT-1B	106	NTPC	Central	28.08. 2013
	Gandhar	GT – 3	131	NTPC	Central	29.09.2013
	Kawas	GT-2B	106	NTPC	Central	31.03.2014
<b>R&amp;M</b>	Kathalguri	GT-3	33.5	NEEPCO	Central	31.03.2014
	Kathalguri	GT-4	33.5	NEEPCO	Central	31.03.2014
	Kathalguri	GT-5	33.5	NEEPCO	Central	31.03.2014
<b>Sub Total</b>		<b>8(units)</b>	<b>663.5</b>			
<b>3. 2014-2015</b>						
<b>LE</b>	Bathinda	4	110	PSPCL	State	10.07.2014
	Muzafarpur	2	110	BSPGCL	State	30.09.2014
	Auraiya	GT-1	111.19	NTPC	Central	22.06. 2014
	Gandhar	GT-1	131	NTPC	Central	06.07.2014
	Kawas	GT-2A	106	NTPC	Central	22.08.2014
	Auraiya	GT-2	111.19	NTPC	Central	28.10.2014
	Auraiya	GT-3	111.19	NTPC	Central	25.12.2014
	Auraiya	GT-4	111.19	NTPC	Central	02.03.2015
<b>R&amp;M</b>	NIL	-	-	-	-	-
<b>Sub Total</b>		<b>8 (units)</b>	<b>901.76</b>			
<b>4. 2015-2016</b>						
<b>LE</b>	Harduaganj	7	110	UPRVUNL	State	01.05.2015
	Bandel	5	210	WBPDC	State	21.09.2015
	Gandhar	GT-2	131	NTPC	Central	15.04.2015
<b>R&amp;M</b>	Simhadri	1	500	NTPC	Central	31.03.2016
	Simhadri	2	500	NTPC	Central	31.03.2016
<b>Sub Total</b>		<b>5 (units)</b>	<b>1451</b>			
<b>5. 2016-17</b>						
<b>LE</b>	Obra	10	200	UPRVUNL	State	08.04.2016
	Barauni	7	110	BSPGCL	State	03.08.2016
	Obra	11	200	UPRVUNL	State	31.12.2016
<b>R&amp;M</b>	Ramagundam	4	500	NTPC	Central	March 2017
	Ramagundam	5	500	NTPC	Central	March 2017
	Ramagundam	6	500	NTPC	Central	March 2017
	Rihand STPS	1	500	NTPC	Central	March 2017
	Rihand STPS	2	500	NTPC	Central	March 2017

YEAR	Name of the TPS	Unit No.	Capacity (MW)	Utility	Sector	Date of Achievement
Sub Total		8(units)	3010			
Grand Total		37 (units)	7202.26			

### Summary

Scheme	No. of units (Capacity in MW)	Central	State
Total LE	21 (2641.76)	11 (1261.76)	10 (1380)
Total R&M	16 (4560.50)	11 (3710.5)	05 (850)
Grand Total	37 (7202.26)	22 (4972.26)	15 (2230)

## CHAPTER 3

### DEMAND SIDE MANAGEMENT, ENERGY EFFICIENCY & CONSERVATION

#### 3.0 BACKGROUND

Demand-Side Management (DSM) is applied to energy efficiency measures that would modify or reduce end-user's energy demand. It is basically the selection, planning, and implementation of measures intended to have an influence on the demand either caused directly or indirectly by the utility's programs. DSM has been traditionally considered as a means of reducing peak electricity demand. In the short term, DSM program facilitates reduction in energy cost as well as the need for adding new distribution networks, thereby enhancing reliability for utilities and in the long term, can help to limit the need for utilities to build new power plants, and transmission lines. As a customer strategy, DSM programs encourage the installation and use of end-use technologies that consume less energy, thereby reducing the customers' overall electric bill. Energy Efficient technologies also have higher efficiency operating characteristics, they tend to last longer and thus reducing the operation and maintenance cost. This is especially true for programs that encourage the use of high efficiency heating, cooling, and ventilation equipment (HVAC), energy efficient lighting, fans and motors. For some utilities, DSM programs can help them reduce their peak/costly power purchases from the wholesale market thereby lowering their overall cost of operations. Reduced or shifted energy usage can directly translate into less air pollution, less carbon emissions, and thereby reducing the potential environmental threats associated with global warming.

#### 3.1 ENERGY CONSERVATION ACT AND FORMATION OF BUREAU OF ENERGY EFFICIENCY

Considering vast energy saving potential and in order to bring a movement in energy conservation and energy efficiency in different end-uses in the country, the Government of India enacted the Energy Conservation (EC) Act, 2001 for providing sustainable and more efficient management of our energy resources. The Act came into force in March, 2002. The broad objectives of E C Act, 2001 are:

- Promote faster adoption of energy efficiency and conservation through regulation, participation and cost-effective measures
- Involve States and other stakeholders in the energy efficiency initiatives
- Create a sustainable environment for demand of energy efficient products, technologies and professionals

It is universally acknowledged that the business case for Energy Efficiency is compelling, good return on investment, reduction of input cost, delinking economic growth and energy dependency. It also yields significant co-benefits, which include economic growth and job creation. Despite such apparently straightforward advantages, the

rate of adoption of Energy Efficiency (EE) historically lagged behind the opportunities. To address the adoption bottleneck through regulatory and promotional activities, Bureau of Energy Efficiency (BEE) was created in 2002 with the mission to “assist in developing policies and strategies with a thrust on self-regulation and market principles, within the overall framework of the E C Act, 2001 with the primary objective of reducing energy intensity of the Indian economy”.

### 3.2. ASSESSMENT OF ENERGY EFFICIENCY MEASURES AND ACHIEVEMENTS TILL 12<sup>TH</sup> PLAN.

India's energy intensity in 2001 was 0.175 kgoe/· (kg of oil equivalent/·) and it came down to 0.0131 kgoe/· in 2013. This is equivalent to a saving of about 258 mtoe (Million tonnes of oil equivalent) of Total Primary Energy Supply (TPES) during this period based on a year-to-year basis estimation. The year-to-year energy saving (in TPES term) has seen an increasing trend during 2001 to 2013 which have been mainly due to couple of factors i.e.

- Energy Efficiency initiatives
- Structural shift in economic activities, product & energy mix etc.

In 2010, BEE under the aegis of Ministry of Power, was also entrusted with the task of implementing the National Mission for Enhanced Energy Efficiency (NMEEE). The various Energy Efficiency initiatives taken by BEE under the four major intervention areas are given in **Table 3.1**.

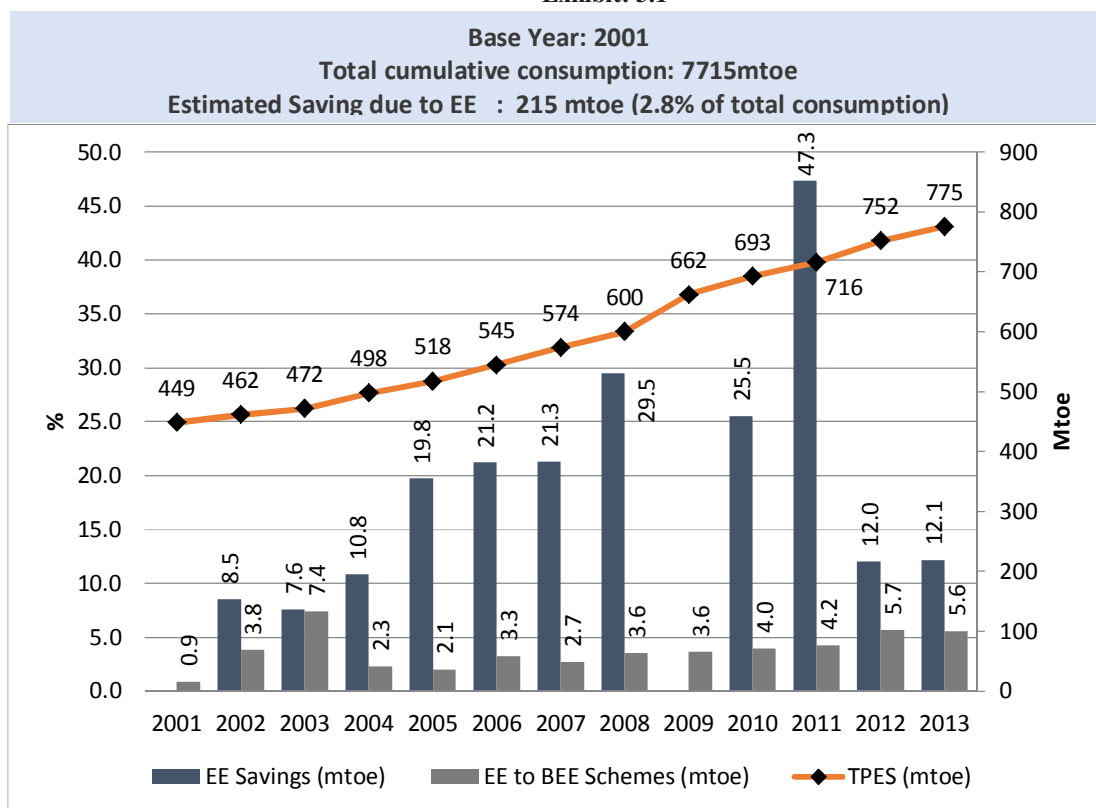
**Table 3.1**  
**Energy Efficiency Initiatives by BEE**

Regulatory	Market Transformation
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mandatory Standards and Labelling (S&amp;L) for selective appliances and equipment</li> <li>• Energy Conservation Building Code (ECBC)</li> <li>• Energy usage norms for large industries through Perform-Achieve-Trade (PAT) scheme</li> <li>• Certification of Energy Efficiency professionals (Energy Auditors and Energy Managers)</li> <li>• Fuel efficiency norms for passenger cars</li> <li>• Mandatory Energy Audit of large industries</li> <li>• State level regulations (appliances, buildings &amp; industry sector)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promotion of energy efficiency in Agriculture and Municipality sectors to reduce peak demand: Identification of options in AgDSM, MuDSM and SME programs</li> <li>• Formulate and Promote EE and new technologies: CFL, LED, Waste Heat Recovery, Tri-generation etc.</li> <li>• Promote and facilitate usage of energy efficient appliances: Public Procurement</li> <li>• Market transformation of large industries in adopting EE technologies: Energy Saving certificates in PAT scheme</li> <li>• Capacity Building of DISCOMs for implementation of DSM measures</li> <li>• Create awareness and disseminate information on energy efficiency and conservation: Consumer awareness program</li> <li>• Promote use of CFLs through innovative financing i.e. Bachat Lamp Yojana through CDM route</li> <li>• Promote use of LEDs through innovative financing i.e. Domestic Efficient Lighting Program</li> <li>• Promote Super-Efficient Appliance Deployment (SEAD) in colour TVs by international recognition: SEAD program under Clean Energy Ministerial</li> <li>• International co-operation</li> </ul>
Fiscal Measures	Financial Incentives
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creation of Partial Risk Guarantee Fund (PRGF) and Venture Capital Fund (VCF)</li> <li>• Creation of State Energy Conservation Funds (SECF)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Formulate and facilitate implementation of pilot projects and demonstration projects: AgDSM, WHR projects in States, LED street lighting, LED village campaign</li> <li>• Enhancement of laboratory facilities for testing of energy efficient appliances: Laboratory capacity building program</li> <li>• Provision of incentives to manufactures in Super-Efficient Equipment Program (SEEP)</li> </ul>

The cumulative energy consumption of the country was 7715 mtoe during 2001-2013 at the user-ends. It is estimated that 215mtoe (i.e. 2.8% of the total consumption) energy was saved due to energy efficiency measures from the year 2001 to 2013. Out of this, about 23% savings is due to direct result of BEE's interventions. The overall energy saving due to BEE's schemes/programs is about 49.1mtoe during 2001-2013. As per BEE calculations, an avoided capacity of 36,323MW during the years 2006 to 2014 has been achieved. The National Energy Conservation Award (NECA) scheme which was launched by Ministry of Power in 1999 has also resulted energy savings in participating industries.

The total energy consumption and energy savings due to energy efficiency measures are shown in **Exhibit 3.1**.

Exhibit: 3.1



It is quite evident from the **Exhibit 3.1** that the saving realization due to BEE schemes has been appreciable after 2007 when many schemes were operationalized. In terms of avoided capacity, BEE has always exceeded the yearly targets assigned to it by Central Government. Although the scheme wise targeted saving has not been achieved by all schemes, the overall saving has been remarkable. It is found that BEE schemes have the maximum direct impact on residential sector as 77% of the savings are result of Standards & Labelling program which mainly covers household appliances. However, BEE efforts have led to much bigger impact on account of customers taking voluntary initiatives due to increased awareness.

### 3.2.1 Achievements of demand reduction by Energy Efficiency measure

It is observed that the benefits reported by BEE, have been mainly concentrated in one or two schemes i.e. appliance and industry programs (as shown in **Table 3.2**). Therefore, there is lot of scope in other schemes and larger penetration opportunities of energy efficiency in different stages and types of end users.

Table 3.2

Scheme-wise saving during 2006 – 2014

SL	Scheme	Avoided Generation (MW)
1	Standard & Labeling	29,771
2	Building (ECBC)	14.2
3	Bachat Lamp Yojana	427
4	Strengthening of State Designated Agency	1,065
5	Designated Consumers and Small & Medium Enterprises	2.1
6	Agricultural DSM(AgDSM) and Municipality DSM (MuDSM)	0.70
7	National Energy Conservation Award	5,043
	<b>TOTAL</b>	<b>36,323</b>

### 3.3 PROJECTIONS OF ENERGY SAVINGS AND PEAK AVOIDED

The breakup of projections of energy savings and Peak avoided for Utility and non-utility for the years 2017-22 and 2022-27 have been estimated and are shown in **Table 3.3(a) to Table 3.3(d)**

**Table 3.3(a)**  
**Projections of energy savings during 2017-22**

Details	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Savings Utility (BU)	123	156	176	190	206
Savings Non-Utility (BU)	17	25	31	38	43
<b>Total (Billion Units)</b>	<b>140</b>	<b>181</b>	<b>207</b>	<b>228</b>	<b>249</b>

**Table 3.3(b)**  
**Projections of Peak avoided during 2017-22**

Details	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Savings Utility(MW)	7333	7936	8319	8864	9436
Savings Non-Utility(MW)	361	474	519	568	619
<b>Peak Avoided (MW)</b>	<b>7693</b>	<b>8411</b>	<b>8838</b>	<b>9432</b>	<b>10055</b>

**Table 3.3(c)**  
**Projections of energy savings during 2022-27**

Details	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
Savings Utility (BU)	217	230	244	257	273
Savings Non-Utility (BU)	47	51	55	60	64
<b>Total (Billion Units)</b>	<b>264</b>	<b>281</b>	<b>299</b>	<b>317</b>	<b>337</b>

**Table 3.3(d)**  
**Projections of Peak avoided during 2022-27**

Details	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
Savings Utility(MW)	9900	10450	11037	11659	12324
Savings Non-Utility(MW)	668	720	774	835	900
<b>Peak Avoided (MW)</b>	<b>10569</b>	<b>11169</b>	<b>11811</b>	<b>12494</b>	<b>13225</b>

### 3.4. DEMAND SIDE MANAGEMENT AND ENERGY EFFICIENCY TARGETS FOR 2017-2022 AND 2022-27

The BEE has categorically taken following approach for widespread adoption of energy efficiency programs by various sectors of economy:

- Widening of scope in on-going programs
- Launch of new programs & missions
- Faster market transformation
- Cost-effectiveness of energy efficient products, services and knowledge
- Mandatory programs and enforcement
- Inclusive participation in EE programs by all sections of the society

The projections of reduction of energy demand through implementation of various programmes of Demand side management for 2017-2022 are given in **Table 3.4**.

**Table 3.4**  
**Projections of reduction of energy demand for the years 2017-22**

<b>Program</b>	<b>2017-18</b>	<b>2018-19</b>	<b>2019-20</b>	<b>2020-21</b>	<b>2021-22</b>
S&L (BU)	56.49	60.33	64.43	8.81	73.49
Buildings (BU)	6.52	8.04	9.64	6.25	6.56
Agriculture(BU)	0	2.7	3.6	4.59	5.63
Industries (PAT Scheme)(BU)	29.7	49.17	61.33	78.11	90.37
National Energy Conservation Awards (NECA)(BU)	13.8	14.2	15.2	16.3	17.4
LED Domestic Lighting(BU)	28.87	39.375	42.5	43.6	45.3
LED Street Lighting(BU)	5.2	7.6	9.7	9.9	10.3
<b>Total (Billion Units)</b>	<b>140.5</b>	<b>181.4</b>	<b>206.4</b>	<b>227.5</b>	<b>249.0</b>
Savings (million toe)	35.14	45.36	51.61	56.89	62.27
Peak Avoided (MW)	7,693	8,411	8,838	9,432	10,055
Peak Avoided (MW) due to installation of SWHS*	800	800	800	800	800
GDP (Billion ₹)	81,138	86,798	92,852	99,328	1,06,256
Savings/GDP (kgoe/ ₹ GDP)	0.00043	0.00052	0.00056	0.00057	0.00059
Energy Intensity (BAU) - kgoe/₹ GDP	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011
<b>Energy Intensity Reduction (%)</b>	<b>3.58%</b>	<b>4.73%</b>	<b>5.09%</b>	<b>5.18%</b>	<b>5.36%</b>

\* Solar Water Heater System (SWHS) projections furnished by MNRE

The projections of reduction of energy demand through implementation of various programmes of Demand side management for 2022-2027 are given in **Table 3.5**.

**Table 3.5**  
**Projections of reduction of energy demand for the years 2022-27**

<b>Program</b>	<b>2022-23</b>	<b>2023-24</b>	<b>2024-25</b>	<b>2025-26</b>	<b>2026-27</b>
S&L(BU)	78.49	83.82	89.52	95.61	102.11
Buildings(BU)	6.89	7.23	7.59	7.97	8.36
Agriculture(BU)	2.93	2.03	1.04	0	0
Industries (PAT Scheme) (BU)	98.9	107.7	116.7	126.0	136.1
National Energy Conservation Awards (NECA) (BU)	18.6	19.9	21.3	22.8	24.4
LED Domestic Lighting(BU)	47.4	49.3	51.0	52.6	54.1
LED Street Lighting(BU)	10.8	11.2	11.5	11.8	12.0
<b>Total (Billion Units)</b>	<b>263.92</b>	<b>281.16</b>	<b>298.74</b>	<b>316.74</b>	<b>337.12</b>
Savings (million toe)	65.98	70.29	74.68	79.19	84.28
Peak Avoided (MW)	10569	11169	11811	12494	13225
GDP (Billion ₹)	113667	121595	130076	139149	148854
Savings/GDP (kgoe/ ₹ GDP)	0.00058	0.00058	0.00057	0.00057	0.00057
Energy Intensity (BAU) - kgoe/₹ GDP	0.010	0.010	0.010	0.010	0.009
<b>Energy Intensity Reduction (%)</b>	<b>5.80%</b>	<b>5.80%</b>	<b>5.70%</b>	<b>5.70%</b>	<b>6.33%</b>

State-wise Energy Savings (BU) targets for the years 2017-18 to 2026-27 are placed at **Annexure 3.1**.

### 3.5 MEASURES TO BE ADOPTED TO ACHIEVE THE TARGET

---

**3.5.1 Standards & Labelling for Appliances, Buildings Codes & Energy Efficiency Research Centre****3.5.1.1 Standard and Labelling (S&L) Program****(i) Ensure More Participation by Manufacturers in Mandatory & Voluntary Programs**

- Create Market Demand for Star labelled Products through consumer awareness and linking to procurement policy.
- Facilitation of application process by BEE through up-gradation of web portal and strengthening the helpdesk.

**(ii) Widen the Program**

- 28 appliances are to be covered by 2017. However, 7 will be mandatory out of these 28 appliances.

**(iii) Deepen the Program**

- Transition from voluntary to mandatory zone for at least three products
- Up gradation/tightening of norms of Room Air Conditioner, Refrigerator, Distribution Transformers, Induction cooker, color television etc.

**(iv) S&L for Transport Sector**

There are total 13.3 million passenger cars (2010 – 11) in India which consume about 9 mtoe. The average annual sales of new passenger cars in the country are about 1.1 million. Energy consumption standard have been notified for passenger cars and would be applicable from 2017-18 for the 1st phase & 2022-23 for the 2nd phase. The targeted energy saving by 2025 is 22.97 mtoe.

**3.5.1.2 Energy Conservation Building Code**

- (i) 75% of all new commercial buildings to be ECBC compliant and 20% of the existing commercial buildings to reduce their energy consumption through retrofits.
- (ii) To meet the targets, several activities have been proposed like adoption & facilitation for ECBC implementation, development of test standards for building components, support for creation of building material testing laboratories, capacity building and creating a cadre of ECBC professionals through a testing & certification programme, training & capacity building programmes for various stakeholders.
- (iii) Design Guidelines for 'Energy-Efficient Multi-Story Residential Buildings' are developed with the objective to provide comprehensive information on how to design energy-efficient multi-story residential buildings. Additionally, to improve energy efficiency in existing buildings retrofitting & Star labelling of commercial building would be continued.

**3.5.2 Demand Side Management (Agriculture, Municipality, SME and DISCOMs and Solar Water Heating Systems)****3.5.2.1 Agriculture DSM (AgDSM)**

- (i) Regulatory mechanism to mandate the use of BEE star labelled pump sets for new connections by DISCOMs.
- (ii) Facilitate Implementation of DPRs prepared during 11<sup>th</sup> Plan period and setting up Monitoring & Verification protocol.
- (iii) Technical assistance and capacity development of all stakeholders.
- (iv) Demo projects in pumping efficiency in Rural Public Health & Drinking water systems.
- (v) Selection of beneficiary States as per the selection criteria for providing financial assistance to farmers for promotion of Energy Efficient Pump sets and for implementation of demonstration projects on efficiency improvement of Rural Drinking Water Pumping systems.

**3.5.2.2 Municipality DSM (MuDSM)**

---

- 
- (i) Build the technical & managerial capacity of the energy conservation cell of Urban Local Bodies
  - (ii) Realize the energy saving through implementation of selective DPRs prepared during 11th plan period in few ULBs.
  - (iii) Facilitate other ULBs to replicate implementation through knowledge transfer.
  - (iv) Involve various stakeholders to create a market transformation in energy efficiency.
  - (v) Facilitate State Urban Development Departments to create institutional arrangements through which projects can be implemented.
  - (vi) One-day interaction meeting cum workshops in different States with participation from various stakeholders like Urban Development Department, ULBs, SDAs, ESCOs & energy auditing agencies. These States have also started activities to form the State Level Steering Committee and selection of ULBs for implementation of demonstration projects.

### 3.5.2.3 Small, Medium Enterprises (SMEs)

The SME sector is an important constituent of the Indian economy, contributing significantly in GDP, manufacturing output and export. Similarly, this sector also plays a significant role in energy consumption which is about 25% of the total energy consumption by industrial sector. BEE is targeting the SME sector for reduction in energy consumption by 6% of the energy used in the energy intensive manufacturing SMEs which is equivalent to 1.75 mtoe. Due to demand side management activities, demand from SME will be reduced and their profit margins will increase and will lead to better management in the sector. The targeted goal would be achieved by introducing innovative business models and financial instruments (like Venture Capital Fund/Revolving Fund, Partial Risk Guarantee Fund) as given below:

- (i) Sector specific approach for energy efficiency and technology up gradation through facilitation of implementation of DPRs
- (ii) Energy mapping of the targeted SME Sector on all India basis
- (iii) Undertaking of Innovative Financial Schemes for adoption of EE Technologies in the SMEs
- (iv) Technical assistance and capacity building
- (v) SMEs Product Labelling Promotion Scheme

### 3.5.2.4 Capacity Building of DISCOMs

Bureau of Energy Efficiency has launched a programme for capacity building of DISCOMs. This programme will help in integration of EE activities with the activities managed by Distribution Companies (DISCOMs) for Demand Side Management. Further, this programme will help in capacity building of DISCOMs and development of various mechanisms to promote DSM in their respective States. 34 nos. DISCOMs have been selected to participate in this programme. The following activities would be carried out by BEE and DISCOMs under this programme.

- (i) Establishment of DSM Cell by selected DISCOMs.
- (ii) Creation of about 500 Master Trainers from officials of DISCOMs under Training of Trainers (ToT).
- (iii) Training of 4000-5000 circle level officials of DISCOMs under Capacity building workshops.
- (iv) Providing Manpower Support to DISCOMs for facilitating DISCOMs for implementation of DSM measures in their areas.
- (v) Providing Consultancy support to DISCOMs for load survey, load research, load strategies etc. and preparation of DSM action plans.
- (vi) Adoption of DSM regulations by the Regulator.
- (vii) Incorporation of DSM plan along-with Multi-Year Tariff (MYT).
- (viii) Implementation of DSM Action Plan.
- (ix) Monitoring and Verification and reporting to the SERC.

### 3.5.2.5 Installation of Solar Water Heating Systems (SWHS)

Solar water Heating is now a mature technology. Wide spread utilization of solar water heaters can reduce consumption of conventional energy being used for heating water in homes, industries and commercial & institutional establishments. Solar water heaters of 100-300 litres capacity are suited for domestic applications and larger capacity heating systems can be used for restaurants, guest-houses, hotels, hospitals, industries etc. A solar heating system of 2m<sup>2</sup> area can replace electric geyser of 2 kW load. MNRE has informed the projections of installation of SWHS

---

having total area of 800,000 m<sup>2</sup> /year in the country during 2016-17 to 2020-21. These SWHS would have the potential to reduce the annual peak load of the country by 800 MW.

### 3.5.3 Institutional Mechanism: Strengthening of State Designated Agencies (SDA)

It is well recognized that State Designated Agencies (SDAs) in different States need to play a very important role in terms of carrying forward various energy efficiency initiatives at the State level. The thrust of the SDA program is based on strengthening the 35 SDAs which would enable them to implement various EE and EC programs and activities initiated by BEE or SDAs themselves.

The activities include sector specific interventions in areas like municipality (drinking water and sewage treatment), agriculture sector (pumping), street lighting, commercial buildings, Government buildings and waste heat recovery in SMEs including demonstration projects. Following initiatives of SDAs are proposed to be supported that would help in strengthening the capacities of SDAs and undertaking of various projects and programmes to promote energy efficiency in their respective States:

- (i) Support for implementing State-wise sector specific energy saving plan by the SDAs
- (ii) Continued engagement of SDAs with energy efficiency professionals like energy auditors, energy managers and ESCOs
- (iii) Implement various EE demonstration projects in the States to showcase the effectiveness of the most advanced energy efficient technology and pursue State Governments to replicate the project in other parts of the States.
- (iv) LED village campaign in the villages and pursue State Governments to replicate the project in other parts of the States.
- (v) Providing technical support to the SDAs
- (vi) Publicity /awareness on EE in the States
- (vii) Workshops/ training programmes for all the stakeholders
- (viii) Capacity building programmes for the SDAs

### 3.5.4 Regulatory Instruments

#### 3.5.4.1 ToD (Time of Day) Metering / ToU (Time of Use) Pricing

ToD/ToU metering is a billing method in which depending on the expected load on the grid, a billing day is divided into several time zones. The duration of each time zone is programmable and the user can define the time zones as per his requirements. The meter records the energy consumed in different time zones in separate registers and exhibits accordingly. Consumption in each of the time zone is charged at different rates. The tariff rates for different time zones are fixed in such a way that a consumer pays more for energy used during peak hours than for off-peak hours. It becomes the responsibility of the consumer to either restrict his energy usage or pay accordingly. This encourages consumers to shift load during cheaper time periods of the day. TOD metering helps consumers to manage their consumption which in turn helps the utility in managing the peak demand.

TOD metering helps in shifting the loads mostly to off- peak hours, resulting in reduction in the peak demand requirement of the utilities by flattening their load curve. It would also improve the financial health of the utilities as the utilities would not have to buy costly power during peak hours.

Hence, TOD Metering system is very useful for utilizing the available electrical energy in an optimum way. This also helps the utilities to plan their distribution infrastructure appropriately. This can be implemented in all consumer categories be it domestic, commercial, industrial or even BPL consumers.

Presently, most of the States have implemented this type of metering for industrial and commercial consumers. However, it is very difficult to assess the reduction in Peak Demand achieved through the use of TOD metering unless specific inputs are received from the States in this regard.

#### 3.5.4.2 Demand Response (DR)

Ability to reduce electricity demand from appliance to manage peak demand would reduce the need for costly investments in energy supply, manage shortages, and improve the reliability of the electricity grid. DR primarily takes the form of: (a) involuntary load shedding by utilities, and (b) time of use pricing. More nuanced equipment based auto DR can be used to avoid blanket load shedding in the short run and avoid investment in expensive peak plants in

the long run. Demand Response (DR) can, therefore, be considered a valuable resource for managing the electricity grid. It can effectively mitigate peak demand and also reduce the costs associated with integrating intermittent renewable electricity generation.

### 3.5.5 Reduction in AT&C losses:

To address the issues related to the high AT&C losses and reforms in the distribution sector of the States, the Government of India launched Accelerated Power Development and Reforms Programme (APDRP) for 10<sup>th</sup> Plan and Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme (R-APDRP) for 11<sup>th</sup> Plan. In the 11<sup>th</sup> Plan, the scheme has been restructured with emphasis on actual demonstrable performance in terms of sustained loss reduction. The programme was of ₹ 51,577 crores.

Ministry of Power has further sanctioned “Integrated Power Development Scheme” (IPDS) in December, 2014 with the following components:

- (i) Strengthening of sub-transmission and distribution networks in the urban areas.
- (ii) Metering of distribution transformer/feeders/consumers in the urban areas.
- (iii) IT enablement of distribution sector and strengthening of distribution network, for completion of the targets laid down under R-APDRP for 12<sup>th</sup> and 13<sup>th</sup> Plans by carrying forward the approved outlay for R-APDRP to IPDS.

The components at (i) and (ii) above have an estimated outlay of ₹ 32,612 crores, including a budgetary support of ₹ 25,354 crores from Government of India during the entire implementation period.

The scheme of R-APDRP as approved by Govt. for continuation in 12<sup>th</sup> and 13<sup>th</sup> Plans has been subsumed in this scheme as a separate component relating to IT enablement of distribution sector and strengthening of distribution network [component (iii) above] for which Govt. has already approved the scheme cost of ₹ 44,011 crores including a budgetary support of ₹ 22,727 crores. This outlay will be carried forward to the new scheme of IPDS in addition to the outlay indicated above. **(Source: MoP order No. 26/1/2014-APDRP dated 03-12-2014)**

Ministry of Power has also laid down a State-wise AT&C loss reduction trajectory till the year 2019-20 to be followed by various States across the country.

### 3.5.6 Affordable Energy Efficient Lighting Solution

- (i) The Lighting Industry has seen a strong growth of more than 67% from ₹ 8500 Crores in 2010 to ₹ 16200 Crores in 2014. This has been driven largely from Incandescent Lamps (GLS) to Compact Fluorescent Lamps (CFL) and recently with Light Emitting Diodes (LEDs) Several Government initiatives have supported this transition, including Government regulations and directives to use CFL in Government buildings, and large installations. Government being largest buyer of lighting products, impacts the industry business by various actions. Recent initiatives by Government to promote and procure LED Lighting products, has suddenly changed the scenario for which the lighting industry was not prepared.

The chart below gives a fair idea of total population of Light points in domestic sector, Street Light population in year 2005, possible growth by 2020 and likely business available that needs to be tapped in India.

**Table 3.6**

	2005	2014	Est 2020
Light Points	1.3 billion	>2 billion	> 2.5 billion
Incandescent sold	1 billion	800 million	200 million
CFL Sold	67 million	> 450 million	20 million
LED Lamps sold	-	23 million	1 Billion
CFL Manufacturing Capacity in India	4 million	> 1 billion	Conversion to LED manufacturing
Unelectrified area	40%	20%	10%
Street Lights population in India	22 million	30.5 million	47 million
LED Street Light Sale	-	2.5 million	10 million *

\*Street Light sale between 2015-2020 will be around 41 million

## (ii) Initiatives by Government to Promote LED Lighting in India

Making BIS standards mandatory, establishment of Energy Efficiency Services Limited (EESL), making star labelling for LED Lamps by BEE and later for LED down lights and launching Demand side management schemes to promote LED lamps are the initiatives that the Government has taken to push use of LED Lighting in all segments. Under Electronic System Design & Manufacturing, DeitY has initiated several schemes to provide relief and funding for land, equipment and tax holiday etc., to promote electronic manufacturing in India including LED Lighting.

## 3.6 ACHIEVEMENTS AND PLANS WITH RESPECT TO MISSIONS OF CLIMATE CHANGE

The National Mission on Enhanced Energy Efficiency (NMEEE) is one of the eight missions under the National Action Plan on Climate Change (NAPCC). NMEEE aims to strengthen the market for energy efficiency by creating conducive regulatory and policy regime and has envisaged fostering innovative and sustainable business models for the energy efficiency sector.

The NMEEE spelt out four initiatives to enhance energy efficiency in energy intensive industries which are as follows:

- Perform, Achieve and Trade Scheme (PAT), a regulatory instrument to reduce specific energy consumption in energy intensive industries, with an associated market based mechanism to enhance the cost effectiveness through certification of excess energy saving which can be traded.
- Market Transformation for Energy Efficiency (MTEE), for accelerating the shift to energy efficient appliances in designated sectors through innovative measures to make the products more affordable.
- Energy Efficiency Financing Platform (EEFP), for creation of mechanisms that would help finance demand side management programmes in all sectors by capturing future energy savings.
- Framework for Energy Efficient Economic Development (FEEED), for development of fiscal instruments to promote energy efficiency.

The Mission seeks to upscale the efforts to unlock the market for energy efficiency which is estimated to be around ₹ 74,000 crore and help achieve total avoided capacity addition of 19,598 MW, fuel savings of around 23 million tonnes per year and greenhouse gas emissions reductions of 98.55 million tonnes per year at its full implementation stage. Continuation of NMEEE was approved by Cabinet on 6th August, 2014 with a total outlay of ₹ 775 crores.

### 3.6.1 Perform, Achieve and Trade (PAT)

On 30<sup>th</sup> March, 2012 energy saving targets for 478 designated consumers belonging to 8 sectors were notified. In the first cycle of PAT (ending in year 2014-15), 478 industrial units in 8 sectors (Aluminium, Cement, Chlor- Alkali,

Fertilizer, Iron & Steel, Paper & Pulp, Thermal Power, Textile) have been mandated to reduce their specific energy consumption (SEC) i.e. energy used per unit of production by March, 2015. Overall, the SEC reduction targets aim to secure 4.05% reduction in the SEC in these industries totalling an energy saving of 6.686 million tonne of oil equivalent which would account for mitigation of about 24 million tons of CO<sub>2</sub>.

Sector Specific proforma along with Sector Specific Normalization Factors to streamline the monitoring and verification (M&V) process has been prepared. The sector/ sub-sector specific Normalization Factors were developed to neutralize the effects on specific energy consumption (SEC) in the assessment year as well as baseline year so that undue advantages or disadvantages could not be imposed on any Discoms while assessing the targets. To facilitate the M&V process, M&V guidelines for all the 8 sectors have been developed. BEE has put in place a process of accreditation of Energy Auditors who will be engaged to execute the M&V process of DCs to assess their performances. Development of Energy Saving Certificates (EScerts) trading infrastructure is in process in collaboration with Central Electricity Regulatory Commission (CERC).

Documents on “Pro-forma and Normalization Equation” and “Normalization Document and Monitoring and Verification Guidelines” have been prepared to facilitate the effective implementation of the scheme and copies of same have been provided to all Designated Consumers, Accredited Energy Auditors and State Designated Agencies.

The Draft Rules/Regulations for trading of energy savings certificate has been finalized and submitted for getting concurrence of CERC for finalization and Notification. For Development of Repository of trading platform, POSOCO has been identified as repository of ESCerts Trading. PATNET, an online platform for data reporting, trading of ESCerts, etc. is operational.

PAT “Deepening” process has already been initiated to include more DCs while keeping the same threshold and in some sectors such as Iron and Steel and Pulp and Paper by reducing the threshold so that more and more industrial units participate in the energy enhancement scheme. Similarly, “Widening” of the PAT i.e. inclusion of more sector in the PAT fold has also been initiated. Presently, refinery, Electricity DISCOMs, and Railways are under consideration for including in the PAT cycle II. PAT is visualized as a multi-cycle scheme aimed towards raising the efficiency of economy to a higher level.

PAT cycle I was completed on 31<sup>st</sup> March, 2015. From 1<sup>st</sup> April, 2015 to 14<sup>th</sup> August, 2015 was the M&V phase. The verification of the performance of DCs was carried out by Accredited Energy Auditing Firms. Currently scrutiny of performance assessment documents (PADs) is under process by State Designated Agencies (SDAs) and by Bureau of Energy Efficiency (BEE). After the scrutiny by BEE and on the recommendation of BEE, the Central Government will issue ESCerts which can be traded at Power Exchanges.

When compared to the baseline energy consumption at the beginning of PAT scheme, the energy efficiency measures have resulted in a savings of around 6% till 2010.

**Table 3.7**

Sector	Specific Energy Consumption (ToE /MT)		
	2005	2010 (% saving over 2005)	2017 (projected % saving over 2005)
<b>Cement</b>	0.08	0.075 (6%)	0.07 (9.63%)
<b>Pulp and Paper</b>	0.78	0.72 (7%)	0.67 (29.49%)
<b>Iron and Steel</b>	0.70	0.66 (6%)	0.63 (10.29%)
<b>Fertilizers</b>	0.63	0.59 (6%)	0.57 (11.11%)

In next three years (2016-17, 2017-18 and 2018-19), the industrial energy savings are targeted to reach 10% through widening of PAT scheme to new sectors as well as increasing the penetration within the current sectors. In addition, guidelines for mandatory disclosures on energy consumption by companies, under the Companies Act will help in achieving the 10% targets.

As per Guidelines on Energy and Energy Conservation Reporting in Annual Reports of companies, all firms, registered under the Companies Act, are mandated to disclose their annual energy consumption and energy conservation initiatives through the company's annual report. With the appropriate guidelines in place, the scope and nature of data provided, including energy and energy conservation data, will be more streamlined and robust. This will

also encourage companies to undertake energy audits, identify energy intensive areas within the firm as well as formulate energy efficiency measures to improve energy savings.

Outreach activities to consult with designated consumers and technology providers including knowledge exchange platform to share experiences within and between sectors.

### 3.6.2 Market Transformation for Energy Efficiency (MTEE)

Under MTEE, two programmes have been developed i.e. Bachat Lamp Yojana (BLY) and Super-Efficient Equipment Programme (SEEP).

**i) Bachat Lamp Yojana (BLY):** It is a public-private partnership program comprising of BEE, Distribution Companies (DISCOMs) and private investors to accelerate market transformation in energy efficient lighting. Under this program, over 29 million incandescent bulbs have been replaced by CFLs

In the next phase of BLY, BEE will promote use of LED lights using the institutional structure of BLY Programme. BEE provides support to Rural Electrification Corporation (REC) for framing technical specification and monitoring and verification of the energy savings from the LED bulbs distributed under RGVVY scheme to BPL households. BEE will also undertake outreach activities to promote large scale adoption of LEDs.

**(ii) Domestic Efficient Lighting Programme (DELP):** Energy Efficiency Services Limited (EESL) has evolved a service model where it works with electricity distribution companies (DISCOMs) through a benefit sharing approach. The Domestic Efficient Lighting Programme (DELP) obviates the need for DISCOMs to invest in the upfront cost of LED bulbs; EESL procures the LEDs bulbs and provides to consumers at a rate of ₹ 10 each as against their market price of ₹ 350-600.

#### A) DELP scheme -Key features:

DELP will leverage the Demand Side Management (DSM) regulatory framework that SERCs have created to set up a robust payment security mechanism. EESL, on its own or in collaboration with partners, will undertake project implementation and take the investment risk. The methodology has been uniquely developed with strong focus on the monitoring and verification aspects. Following are some of the key features of DELP.

- Distribution of LEDs to households at cost of ₹ 10 as against a market price of ₹ 350 to 600
- At least three years' free replacement warranty
- No impact on tariff
- Payment to EESL from DISCOM spread over 5 years from energy savings achieved
- Benefits sharing approach

The upfront investment made by EESL is paid back in two different ways as indicated under as case studies:

**Table 3.8**  
*Case study 1: DELP implementation at Puducherry*

<b>No of household consumers targeted</b>	<b>2.45 lakh</b>
<b>No of inefficient ICLs (60 watt) to be replaced</b>	7.35 lakh (three per household)
<b>Wattage of LED</b>	7 watt
<b>Reduction of wattage per household</b>	159 watt
<b>Total reduction of connected load in the State</b>	38.9 MW
<b>Energy consumption reduction per household</b>	166.95 kWh per annum (based on 3.5 hours of usage for 300 days a year)
<b>Total energy consumption reduction in the DISCOM</b>	40.9 million kWh
<b>Cost reduction for households per annum</b>	₹ 500-600
<b>Approximate cost reduction for DISCOMS per annum</b>	₹ 16.9 crore
<b>Upfront investment by State/ DISCOM</b>	Nil
<b>Investment by EESL</b>	₹ 22.785 crore

#### B) Service Model—Street Light

EESL has been designated as the implementing agency for Street Light programmes. EESL has evolved a service model to enable Municipalities to replace conventional lights with LEDs at no upfront cost. The balance cost is recovered through the municipalities by monetising the energy savings.

#### **Case Study 2-Vizag Street Light Project**

EESL has implemented about 92,000 street light retrofit projects in Vizag. This project will reduce the energy consumption by 50%. The entire upfront capital of ₹ 64 crores has been invested by EESL and will be recovered over a 7 years' period. The municipality will pay EESL a sum of ₹ 18.5 crore every year whereas its overall costs savings would be ₹ 31 crores annually. This service model is replicable as it obviates the need for upfront capital as well as reduces the recurring expenditure of municipalities. This model could help scale up energy efficient street light replacement in the country. A brief on Vizag efficient street light project is as follows:

**Table 3.9**  
**Case Study 2-Vizag Street Light Project**

<b>No of street lights being replaced in Vizag</b>	<b>91,997</b>
<b>Expected annual energy savings</b>	24 million KWh
<b>Expected reduction of installed street light load</b>	3.90 MW
<b>Actual capital investment</b>	₹ 64 crore
<b>Estimated cost savings to municipalities every year</b>	₹ 31 crore
<b>Annual payments to EESL for 7 years (inclusive of O&amp;M Costs)</b>	₹ 18.5 crore
<b>Actual reduction of electricity bill in 1<sup>st</sup> quarter of this calendar year as compared to similar period last year</b>	55%

**LED deployment: 4.5 million LED lights to domestic consumers and 90,000 LED street lights have been deployed by Energy Efficiency Services Limited (EESL) with an estimated saving of about 274 million units of electricity.**

**(iii) Super-Efficient Equipment Programme (SEEP):** The other component under MTEE is a new programme called Super-Efficient Equipment Programme (SEEP). SEEP is a program designed to bring accelerated market transformation for super-efficient appliances by providing financial stimulus innovatively at critical point/s of intervention. Under this program, ceiling fan has been identified as the first appliance to be adopted. SEEP for ceiling fans aims to leapfrog to an efficiency level which will be about 50% more efficient than market average by providing a time bound incentive to fan manufacturers to manufacture super-efficient (SE) fans and sell the same at a discounted price. The goal is to support the introduction and deployment of super-efficient 35W ceiling fans, as against the current average ceiling fan sold in Indian market with about 70W rating. For the 12th Plan, it is targeted for deployment of 2 million fans during the Plan period with an outlay of ₹ 100 crores. Under this program, maximum of ₹ 500 per fan incentive will be given to fan manufactures for manufacture and sale of fans meeting SEEP specifications.

Consultations with main stakeholders of the program such as fan manufactures technology providers, R&D institutions, academia and civil society organizations have been completed. Main technical specifications have been finalized. Assessment of testing capacity and development of testing protocols have been completed. Independent agency for monitoring and verification has already been engaged. A panel of 5 Super-Efficient fan manufacturers has been selected through an open competitive bidding process.

#### **3.6.3 Energy Efficiency Financing Platform (EEFP)**

Energy Efficiency Financing Platform (EEFP) is one of the initiatives under NMEEE to provide a platform to interact with financial institutions and project developers for implementation of energy efficiency projects. Under EEFP, MoUs have been signed with financial institutions to work together for the development of energy efficiency market

and capacity building of FIs. In May 2015, BEE has signed a MoU with Indian Banks' Association regarding Training Programme for scheduled commercial banks (except cooperative banks) on Energy Efficiency Financing. This Training Programme has been launched on 1st June 2015 in Mumbai, and two training of trainers workshops have been conducted so far. Under EEFP, BEE has also released the booklet on "Success stories of Energy Efficiency Projects Financed in India" and "Training Manual on energy efficiency financing"

### **3.6.4 Framework of Energy Efficiency Economic Development (FEEED):**

Framework for Energy Efficient Economic Development (FEEED) is targeted to provide appropriate fiscal instruments that may supplement the efforts of the Government for creation of energy efficiency market. Under FEEED, BEE has constituted two funds namely Partial Risk Guarantee Fund for Energy Efficiency (PRGFEE) and Venture Capital Fund for Energy Efficiency (VCFEE). PRGFEE is a risk sharing mechanism to provide financial institutions (banks/NBFCs) with a partial coverage of risk involved in extending loans for energy efficiency projects. Under PRGFEE, the support has been provided to Government buildings, private buildings (commercial or multi-story residential buildings), municipalities, SMEs and industries. The guarantee will not exceed ₹ 3 crores (has been proposed to increase to ₹ 15 crores) per project or 50% of loan amount, whichever is less. BEE has constituted the Supervisory Committee for PRGFEE and selected the consortium of RECPDCL-REC-EESL as the Implementing Agency for PRGFEE, which is in process of operationalizing the fund. The notification of PRGFEE rules is also under process.

VCFEE is a fund to provide equity capital for energy efficiency projects. A single investment by the fund shall not exceed ₹ 2 crores. The Fund shall provide last mile equity support to specific energy efficiency projects, limited to a maximum of 15% of total equity required, through Special Purpose Vehicles or ₹ 2 crores, whichever is less. The support has been provided to only Government buildings, private buildings (commercial or multi-storied residential buildings) and municipalities.

### **3.6.5 Other initiatives of Government for enhancing energy efficiency in Generation sector**

#### **i) Adoption of super-critical technology in thermal generation**

Supercritical units are designed with higher steam parameters of 247kg/cm<sup>2</sup>, 565/593 °C. With the higher steam parameters of supercritical units, the efficiency of these supercritical units would be about 2-3% higher than the efficiency of present 500 MW sub-critical units. This would lead to corresponding savings in coal consumption and reduction in GHG emissions. The thermal units in the country so far have largest size unit capacity of 800 MW. 60 Nos. supercritical units of sizes 660/800 MW with a total capacity of 41,310 MW have been commissioned. In the period 2017-22, coal based capacity addition was mainly through supercritical units.

Coal fired thermal generation units based on Ultra-super-critical technology having steam pressure of 257-300 kg/cm<sup>2</sup> and temperature of 600/610°C are also being introduced in the country.

The national average thermal efficiency of coal/lignite based power plants has increased from 32.53% in 2009-10 to about 34% in 2013-14. It is expected that the efficiency of coal based generation would further improve in the period 2017-22 due to commissioning of large size super critical units

#### **ii) Automatic transfer of LOA/Coal Linkage in case of Scrapping old thermal units**

Min. of Coal, Government of India has formulated a policy on automatic transfer of LOA/coal linkage (granted to old plants) to new plants in case of scrapping of old units and replacing them with new higher efficiency super-critical units. (Illustration: for setting up of new supercritical plant of 1000 MW capacity, at least 500 MW of old capacity has to go be retired. Old plants can be clubbed together to achieve this). The additional coal required shall be accorded priority in allocation subject to availability on best efforts basis from CIL.

#### **iii) Retirement of old & in-efficient thermal units**

The retirement of old and inefficient units of thermal generating stations and replacing them with new and more efficient units is one of the major initiatives taken by Government of India. The identified units are to be retired in a phased manner along with the matching capacity addition in the respective State, so as to have no impact of retirement on the power supply position in the States/country. A capacity of 2398 MW has been retired in 11<sup>th</sup> Plan period. In 12<sup>th</sup> Plan, capacity of 5,082 MW was retired.

---

**iv) Renovation and Modernization (R&M) & Life Extension (LE) of existing old power stations**

With an objective of improving efficiency and availability of old units, R&M and LE works of total capacity of 16,146 MW have been completed in 11th Plan period. In 12th Plan R&M and LE works for total capacity 7,202.26 MW was completed.

**v) R&D for Advance Ultra Supercritical technology**

Under the National Mission for development of clean coal technologies, an R&D project has been taken up to indigenously develop Advance Ultra Supercritical (A-USC) technology with steam temperature of around 700 °C. Typically an A-USC power plant having steam parameters of 300 kg/cm<sup>2</sup> pressure and 700°C steam temperature may have plant efficiencies of around 46% (HHV higher heat value basis).

NTPC, Indira Gandhi Centre for Atomic Research (IGCAR) and BHEL have signed a MOU for development of the A-USC technology. It is proposed to execute an 800 MW A-USC indigenous demonstration plant (with main steam pressure of around 300 kg/ cm<sup>2</sup> and temperature of 700 °C) in a 7-year period from the date of financial sanction by the Govt. of India. The 7-year period comprises of two and half years of design and development work (R&D phase) and four and half years of power project construction phase.

**3.7 CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS**

- Regulators to notify their DSM regulations and direct the DISCOMs to prepare their DSM action Plans. Regulators may direct Distribution Companies to take up energy efficiency measures in their areas. The DISCOMs may be suitably incentivized to implement DSM projects like lighting, air-conditioning, agricultural pumps, refrigerators and ceiling fans etc. for reduction in their peak demand.
  - Encourage implementation of ToD Tariffs for industries and commercial consumers in phased manner and include domestic consumers subsequently.
  - DISCOMs may be advised to carry out annual audits of energy flow of their distribution system.
  - Retirement of old and inefficient units and replacing them with more efficient supercritical units.
  - Joint Committee may be constituted under chairmanship of Secretary (Power) with official from BEE, CEA, EESL, SERC, DISCOMs and other stakeholders to monitor and recommend improvements in DSM measure.
-

**Annexure 3.1**

**STATE-WISE ENERGY SAVINGS TARGETS FOR THE YEARS 2017-18 TO 2026-27**  
(All figures in BU)

NORTHERN REGION	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
Haryana	4.89	6.40	7.31	8.07	8.86	9.32	9.91	10.51	11.12	11.84
Himachal Pradesh	1.79	2.40	2.79	3.18	3.52	3.79	4.07	4.36	4.65	4.97
Jammu & Kashmir	1.31	1.63	1.83	1.94	2.07	2.20	2.33	2.46	2.60	2.74
Punjab	6.33	8.15	9.21	10.15	11.11	11.70	12.43	13.18	13.95	14.84
Rajasthan	6.10	7.99	9.11	9.93	10.84	11.24	11.86	12.49	13.12	13.92
Uttar Pradesh	11.46	14.49	16.30	17.80	19.34	20.48	21.77	23.09	24.44	25.95
Uttarakhand	2.26	2.96	3.40	3.84	4.24	4.55	4.89	5.23	5.58	5.96
Chandigarh	0.39	0.47	0.51	0.53	0.56	0.60	0.63	0.67	0.71	0.75
Delhi	6.58	7.78	8.49	8.57	9.06	9.59	10.13	10.69	11.26	11.86
<b>Sub-Total (NR)</b>	<b>41.12</b>	<b>52.26</b>	<b>58.96</b>	<b>64.01</b>	<b>69.59</b>	<b>73.46</b>	<b>78.03</b>	<b>82.68</b>	<b>87.42</b>	<b>92.83</b>
<b>WESTERN REGION</b>										
Gujarat	10.28	13.89	16.13	18.46	20.50	21.79	23.31	24.86	26.46	28.27
Madhay Pradesh	5.55	7.27	8.29	9.13	9.97	10.42	11.04	11.66	12.29	13.05
Chhattisgarh	2.92	3.79	4.33	4.84	5.33	5.67	6.06	6.46	6.87	7.33
Maharashtra	18.54	23.87	27.11	29.64	32.41	34.27	36.47	38.72	41.01	43.64
Goa	0.74	0.98	1.13	1.28	1.41	1.52	1.63	1.75	1.86	1.99
Daman & Diu	0.35	0.50	0.60	0.73	0.82	0.90	0.97	1.05	1.13	1.21
D & N Haveli	1.04	1.51	1.82	2.24	2.55	2.78	3.02	3.26	3.52	3.79
<b>Sub-Total (WR)</b>	<b>39.44</b>	<b>51.81</b>	<b>59.42</b>	<b>66.32</b>	<b>72.99</b>	<b>77.36</b>	<b>82.51</b>	<b>87.76</b>	<b>93.14</b>	<b>99.28</b>
<b>SOUTHERN REGION</b>										
Andhra Pradesh	12.21	15.95	18.18	20.15	22.13	23.30	24.78	26.28	27.83	29.65
Karnataka	8.99	11.90	13.70	15.08	16.55	17.37	18.44	19.53	20.63	21.94
Kerala	4.74	5.79	6.42	6.83	7.35	7.84	8.34	8.86	9.39	9.95
Tamil Nadu	13.93	17.85	20.25	22.19	24.23	25.71	27.38	29.09	30.84	32.80
Puducherry	0.54	0.71	0.82	0.93	1.03	1.11	1.19	1.28	1.37	1.46
Lakshadweep	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
<b>Sub-Total (SR)</b>	<b>40.41</b>	<b>52.20</b>	<b>59.38</b>	<b>65.20</b>	<b>71.31</b>	<b>75.35</b>	<b>80.16</b>	<b>85.06</b>	<b>90.08</b>	<b>95.83</b>
<b>EASTERN REGION</b>										
Bihar(Projected)	1.69	2.08	2.31	2.49	2.69	2.87	3.05	3.24	3.44	3.65
Jharkhand(Estimated)										
\$	3.83	5.16	6.01	7.02	7.85	8.48	9.15	9.83	10.53	11.29
Orissa	3.25	4.19	4.77	5.36	5.90	6.35	6.81	7.28	7.77	8.29
West Bengal \$	8.63	11.04	12.55	13.88	15.21	16.31	17.46	18.64	19.85	21.16
A & N Islands	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.10
Sikkim	0.07	0.09	0.09	0.09	0.10	0.11	0.11	0.12	0.12	0.13
<b>Sub-Total (ER)</b>	<b>17.54</b>	<b>22.63</b>	<b>25.81</b>	<b>28.92</b>	<b>31.82</b>	<b>34.19</b>	<b>36.66</b>	<b>39.19</b>	<b>41.81</b>	<b>44.62</b>
<b>NORTH EASTERN REGION</b>										
Assam	1.20	1.49	1.67	1.80	1.96	2.09	2.23	2.38	2.52	2.68
Manipur	0.09	0.11	0.12	0.12	0.13	0.14	0.15	0.15	0.16	0.17
Meghalaya	0.31	0.39	0.45	0.50	0.55	0.59	0.63	0.68	0.72	0.77
Nagaland	0.10	0.11	0.12	0.13	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18

**\$ -Estimated**

## CHAPTER 4 DEMAND PROJECTIONS

### 4.0 INTRODUCTION

Demand assessment is an essential prerequisite for planning of generation capacity addition and commensurate transmission and distribution system required to meet the future electricity requirement of various sectors of the economy. The type and location of power plants is largely dependent on the magnitude, spatial distribution as well as the variation of electricity demand during the day, seasons and on yearly basis. Reliable planning of capacity addition for future is largely dependent on accurate assessment of future electricity demand.

### 4.1 DEMAND ASSESSMENT BY CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY- ELECTRIC POWER SURVEY COMMITTEE

Electricity demand of the country is periodically assessed by the Electric Power Survey Committee (EPSC), taking into account the actual electricity demand incident on the system in the past years, planned and under implementation policies and programmes of the Government, various developmental activities projected in future, impact of energy conservation measures, etc. The last exercise to assess the demand was the 18th Electric Power Survey (EPS) and the report of 18th EPS was brought out in December, 2011. The 18th EPS Report covered year-wise electricity demand for States/ UTs, Regions and for the country till the year 2021-22 and perspective electricity demand for the years 2026-27 and 2031-32. The 19th Electric Power Survey Committee (EPSC) was constituted by CEA in June, 2015. The terms of reference of the Committee were as under:

- i. To forecast the year- wise electricity demand for each State/ UT, Region and for the country for the years 2016-17 to 2026-27.
- ii. To project the perspective electricity demand for each State/ UT, Region and for the country the year 2031-32 and 2036-37.

The Electric Power Survey Committee had wide representation from the stake holders in the power sector with representatives from Niti Aayog, Ministry of Power, Bureau of Energy Efficiency, NTPC, NHPC, REC, BBMB, State Transmission Companies, State Distribution companies, Electricity Departments, TERI, FICCI, CII, NCAER, etc. The 19<sup>th</sup> EPS report has been brought out in January, 2017.

### 4.2 METHODOLOGY ADOPTED

Partial End Use Method (PEUM) has been adopted to project electricity demand for 19th EPS. Partial End Use Method is a “bottom-up” approach focusing on end-uses or final energy needs of different categories of consumers like domestic, commercial, irrigation, industries, railway traction, etc. Various initiatives of Government of India/State Governments like Power for All (PFA), DSM, energy conservation and efficiency improvement measures, Make in India, etc. have been broadly factored in the electricity demand projection.

#### 4.2.1 Data for Carrying Out Electricity Demand Projection

For carrying out electricity demand projection, the annual electricity data covering category-wise consumption of electrical energy, category-wise connected electric load, T&D losses, mid-year population, number of consumers, number of energized irrigation pump sets, aggregate capacity of irrigation pump sets, etc. from the year 2003-04 had been furnished by the Discoms/Utilities/ Electricity Departments of the States / UTs. Additional information such as programme of reduction in T&D losses, electrification of un-electrified households, irrigation pump sets energisation programme, details of lift irrigation schemes, LT & HT public water works, bulk power supply etc. were also provided by the Discoms/Utilities/ Electricity Departments of the States / Union Territories. Some of the states indicated that the tariff structure for various categories of consumption adopted by their State(s) is different from

categories included in the EPS and therefore they have clubbed these under the broad categories while furnishing information to CEA.

State/UT wise annual statements of power supply position brought out by CEA indicating actual electrical energy requirement and availability, peak electricity demand and peak met and the inter-regional and all-India diversity factors were also studied and considered for the demand projection. State/UT wise data of electricity demand for railway traction was provided by Ministry of Railways/Railway Board based on their programme of railway track electrification and expansion plans.

Year-wise electricity demand projection has been carried out for the years 2016-17 to 2026-27 with the year 2015-16 being taken as the base year. Perspective electricity demand projection has been done for the years 2031-32 and 2036-37. The medium/long term projection of electricity demand has been done for 66 Discoms, 36 States/UT's, 5 Regions and for the country. Since some distribution licensees (eg. KESCO, JUSCO etc.) did not furnish the data separately, they have been considered as point load by the main Distribution Licensee.

#### **4.3 POLICY INITIATIVES OF GOVERNMENT AFFECTING ELECTRICITY DEMAND**

##### **4.3.1 Reduction of AT&C losses**

Programmes for reduction of AT&C losses like Ujjwal Discom Assurance Yojana (UDAY), IPDS, DDUGJY etc. are under implementation by the Government. The target is to reduce AT&C losses to about 13 % by the year 2021-22 on all-India basis. Reduction of AT&C losses would lead to reduction in electricity demand. The losses for Discoms have been taken as per the trajectory of loss reduction given by the respective Discoms.

##### **4.3.2 DSM, Energy Conservation & Efficiency improvement programs**

Ministry of Power, Government of India and the State Governments have introduced various programmes for vigorous Demand Side Management (DSM), improvement of energy efficiency and energy conservation measures like S&L (Standards & Labelling), Perform-Achieve-Trade (PAT) scheme in industries, Energy Efficient Lighting solutions, Super-Efficient Equipment Programme etc. There would be reduction in electrical energy requirement and peak electricity demand through implementation of these programs. These initiatives have been factored in the electricity demand projection exercise.

##### **4.3.3 Power for All (PFA) Initiative**

Government of India had taken a joint initiative with respective State Governments/UT's for preparation of State/UT specific documents for providing 24X7 Power to all households/homes, industrial and commercial consumers and adequate supply of power to agricultural consumers as per their policy. This initiative aims at ensuring uninterrupted supply of quality power to existing consumers and providing access to electricity to all un-connected consumers by 2019 in a phased manner. This initiative would result in higher growth of electrical energy requirement in the initial years of the forecast period.

##### **4.3.4 Dedicated Freight Corridor**

Electricity demand on account of dedicated freight corridor has been factored in the electricity demand of Railways as per information provided by Ministry of Railways/Railway Board based on their programme of railway track electrification and expansion plans.

##### **4.3.5 Make in India**

Make in India is an initiative launched by the Government of India to encourage multi-national, as well as national companies to manufacture their products in India. This initiative would lead to growth in electricity demand. The state utilities/Discoms were requested to include the electricity demand due to this programme in their demand projections.

##### **4.3.6 Electric Vehicles**

As per the National Electric Mobility Mission Plan 2012 of Department of Heavy Industries, Government of India, the number of electric vehicles in India is likely to be 6 millions by the year 2020 (4 million two wheelers & 2 million four wheelers). The electric vehicles are likely to charge their batteries during day time i.e. during periods of high solar power, when thermal power stations would be running at part load and during off-peak hours in the night after

getting back home. This therefore would not lead to any increase in the peak electricity demand.

#### 4.3.7 Roof top solar programme

India has set its renewable energy capacity addition targets to 175 GW by 2022 in view of the significant Renewable Energy potential in the country. This includes 100 GW from solar, 60 GW from wind, 10 GW from biomass and 5 GW from small hydro power. The 100 GW of solar includes 40 GW from solar rooftop. Some of the electricity demand will be met locally through these rooftop solar installations, leading to less requirement from the grid.

The likely impact on electricity demand due to implementation of various initiatives, policies/programmes of Government of India and the States has been suitably incorporated in the electricity demand projection. The State Authorities have indicated that data submitted to CEA for the 19th EPS Exercise have been arrived at by considering the impact of such policies/programmes on the electricity demand of respective Discoms/States/UTs.

### 4.4 OVERVIEW OF ELECTRICITY DEMAND PROJECTION

#### 4.4.1 Electricity demand projections from 2016-17 to 2026-27 on all-India basis

The electricity consumption on all-India basis during the year 2016-17, 2021-22 and 2026-27 has been assessed as 921 BU, 1300 BU and 1743 BU respectively. The electrical energy requirement on all-India basis during the year 2016-17, 2021-22 and 2026-27 has been assessed as 1160 BU, 1566 BU and 2047 BU respectively. The peak electricity demand has been estimated as 162 GW during the year 2016-17; 226 GW during 2021-22 and 299 GW during the year 2026-27. The electrical energy consumption, T&D losses, electrical energy requirement, peak electricity demand and derived load factor for the years 2016-17, 2021-22 and 2026-27 is summarized in **Table 4.1**.

**Table 4.1**  
Electrical energy consumption, T&D losses, electrical energy requirement and peak electricity demand for the years 2016-17, 2021-22 & 2026-27 on all-India basis as per 19th EPS Report

	Year			CAGR (%)	
	2016-17	2021-22	2026-27	2016-17 to 2021-22	2021-22 to 2026-27
<b>Electrical energy consumption (MU)</b>	920,837	1,300,486	1743,086	7.15	6.03
<b>T&amp;D losses (MU)</b>	239,592	265,537	304,348		
<b>T&amp;D losses (%)</b>	20.65	16.96	14.87		
<b>Electrical energy requirement (MU)</b>	1160,429	1566,023	2047,434	6.18	5.51
<b>Peak Electricity Demand (MW)</b>	161,834	225,751	298,774	6.88	5.77
<b>Derived Load factor (%)</b>	81.85	79.19	78.23		

As evident from **Table 4.1**, CAGR of electrical energy requirement from 2016-17 to 2021-22 works out to 6.18 % and the CAGR of electrical energy requirement from 2021-22 to 2026-27 works out to 5.51 %. The CAGR of electrical energy requirement in the country from the year 2010-11 to 2015-16 has been 5.28 %.

CAGR of electrical energy consumption from 2016-17 to 2021-22 works out to 7.15 % and the CAGR of electrical energy consumption from 2021-22 to 2026-27 works out to 6.03 %. The percentage increase in electrical energy requirement is less than the increase in electricity consumption on account of reduction in T&D losses.

#### 4.4.2 Region-wise electricity demand projection for the years 2016-17, 2021-22 & 2026-27

The region-wise summary of electrical energy requirement and peak electricity demand for the years 2016-17, 2021-22 and 2026-27 is given in **Table 4.2**.

**Table 4.2**  
**Region-wise electrical energy requirement & peak electricity demand for the years 2016-17, 2021-22 & 2026-27**  
**as per 19th EPS Report**

Region	Electrical Energy Requirement (MU)			Peak Electricity Demand (MW)		
	2016-17	2021-22	2026-27	2016-17	2021-22	2026-27
<b>Northern</b>	356,521	468,196	616,345	55,596	73,770	97,182
<b>Western</b>	352,304	481,501	627,624	50,141	71,020	94,825
<b>Southern</b>	307,047	420,753	550,992	44,782	62,975	83,652
<b>Eastern</b>	128,300	171,228	217,468	20,883	28,046	35,674
<b>North - Eastern</b>	15,876	23,809	34,301	2,810	4,499	6,710
<b>Sub-total (Regions)</b>	1160,048	1565,487	2046,730	161,757	225,643	298,632
<b>A&amp;N Islands</b>	329	475	632	67	97	129
<b>Lakshadweep</b>	52	62	73	10	11	13
<b>All-India</b>	1160,429	1566,023	2047,434	161,834	225,751	298,774

State/UT-wise details of electrical energy requirement (ex-bus) and peak electricity demand for the years 2016-17, 2021-22 and 2026-27 is given at **Annexure-4.1** and **Annexure-4.2** respectively.

The electricity demand projection carried out by the Electric Power Survey Committee, covers electricity demand only for the utility system. The projections do not include the portion of electricity demand of Industries and other consumers that would be met from captive power plants.

#### 4.5 CAPTIVE POWER PLANTS (CPP)

Large number of captive power plants including co-generation power plants of varied type and sizes exist in the country which is either utilized in process industry or for in-house consumption. Some plants are also installed as standby units for operation only during emergencies when the grid supply is not available. Captive power plants including co-generation power plants, therefore play a supplementary role in meeting the country's electricity demand.

##### 4.5.1 Installed Capacity and Electricity Generation from Captive Power Plants

Captive plants over the years have been evolved from plants owned by single promoter to group captive to the medium of maximizing the benefit by selling its surplus power. The Installed Capacity of Captive Power plants (1 MW and above) was 44,657 MW as of 31<sup>st</sup> March, 2015. The gross electricity generation from captive power plants during the year 2014-15 was 162 BU. Details of the same are given in **Table 4.3**.

**Table 4.3**  
**Mode wise installed capacity and electricity generation from Captive Power Plants**  
**(1 MW and above as on 31st March, 2015)**

Sl. No.	Mode	Installed Capacity (1 MW & above) (MW)	Electricity Generation (MU) in the year 2014-15
1	Hydro	65.09	144.69
2	Steam	26,088.59	1,28,401.06
3	Diesel	13,309.73	12,376.00
4	Gas	5,193.44	21,135.25
	Total	44,656.85	1,62,057.00

**4.5.2 Status of Captive Generation- Self Use by the Industry and Electrical Energy exported to the Grid**

In view of the thrust being given to captive plants and also due to the liberal provisions of the Electricity Act, 2003, encouraging feeding of surplus electricity into the grid, the captive power plants have also been feeding electricity into the grid. Details of the same are given in **Table 4.4**.

**Table 4.4**  
**Installed Capacity of Captive Power Plants, electricity generation and electricity fed into the Grid**

	Installed Capacity of Captive Power Plants (MW)	Net Electricity Generation from Captive Power Plants (MU)	Electricity used by industry having CPP for self- use (MU)	Electricity exported to utilities (MU)
2009-10	31,516.87	97,444.67	88,412.33	9,032.34
2010-11	34,444.12	1,10,326.40	96,098.37	14,228.03
2011-12	39,375.37	1,22,524.78	1,12,261.61	10,263.17
2012-13	40,726.39	1,31,511.93	1,15,457.79	16,054.14
2013-14	42,257.87	1,36,301.05	1,22,300.32	14,000.73
2014-15	44,656.85	1,47,468.49	1,34,271.80	13,196.69

With improvement in grid supply, a scenario of grid supply partially replacing the supply from captive power plants has been worked out. **Table 4.5** and **4.6** shows the scenario of forecast of self-use energy which will be met out of CPP generation (MU) from 2016-17 to 2026-27 without any transfer of industrial consumption to the utility grid and the forecast of self-use energy which will be met out of captive generation with transfer of 15% electrical energy from CPP to utility grid in the year 2021-22 and transfer of 25 % electrical energy from CPP to utility grid in the year 2026-27.

**Table 4.5**  
**Forecast of energy consumption (self-use) from CPP generation**

Year	CPP generation for self-use (MU)	Reduction of Electricity consumed from CPP by transfer to grid supply (%)	Net electricity consumed by industries from CPP after partial transfer to grid supply (MU)
2016-17	1,59,675	0	1,59,675
2021-22	2,34,627	15	1,99,433
2026-27	3,39,382	25	2,54,987

**Table 4.6**

Year	Electrical Energy Requirement (Utilities-grid supply) (MU)	Increase of energy requirement by industries from utility grid due to partial transfer of energy consumed from CPP to the utility grid (includes T&D losses) (MU)	Revised electrical energy requirement on all-India basis considering partial transfer of energy consumed by industries from captive power plants to grid supply (MU)
2016-17	11,60,429	0	11,60,429
2021-22	15,66,023	41,163	16,07,186
2026-27	20,47,434	97,634	21,45,068

**Forecast of electrical energy requirement considering transfer of electricity consumed by industries from captive power plants to grid supply**

If 15% and 25% of the electricity consumed by industries from captive power plants is transferred to the utility grid in the years 2021-22 and 2026-27 respectively, it is estimated that additional electrical energy of about 41 BU in the year 2021-22 and 97 BU in the year 2026-27 would be required by industries from the utility grid.

However, since the electricity tariff for industrial and commercial consumers are high at present as these are cross-subsidizing small consumers, it may be cheaper for industrial and commercial consumers to take power from their own captive power plants. Indeed, there has been increasing interest to set up or take equity in captive power plants, signifying a shift away from grid supply. Therefore, the above is not considered as a likely scenario in electricity demand projections.

#### 4.6 CONCLUSIONS

The electrical energy requirement and peak electricity demand on all-India basis has been taken as per the 19<sup>th</sup> EPS Report to work out the generation capacity addition requirement. The EPS exercise involves all stakeholders and an extensive exercise has been done. Distribution company wise electricity demand projection has been carried out to arrive at the State, region and the all- India electricity demand projection. Electrical energy requirement and peak electricity demand on all-India basis adopted for generation expansion planning exercise is as under:

Year	Electrical Energy Requirement (MU)	Peak Electricity Demand (MW)
2021-22	1566,023	2,25,751
2026-27	2047,434	2,98,774

#### Annexure- 4.1

##### STATE-WISE/UT-WISE ELECTRICAL ENERGY REQUIREMENT (UTILITIES) (EX-BUS) (MU)

State/UTs	2016-17	2021-22	2026-27
Delhi	31937	37778	44267
Haryana	48991	63618	85743
Himachal Pradesh	9726	11866	14576
Jammu & Kashmir	14871	18819	25254
Punjab	54118	72392	95658
Rajasthan	73222	91216	126290
Uttar Pradesh	108070	150797	195323
Uttarakhand	13712	19406	26480
Chandigarh	1876	2304	2756
Northern Region	<b>356521</b>	<b>468196</b>	<b>616345</b>
Goa	4236	5593	6932
Gujarat	98376	136159	178693
Chhattisgarh	27167	37840	51088
Madhya Pradesh	68588	99871	125394
Maharashtra	145396	189983	249628
D. & N. Haveli	6550	9343	12373
Daman & Diu	1991	2712	3517
Western Region	<b>352304</b>	<b>481501</b>	<b>627624</b>
Andhra Pradesh	54673	78540	111485
Telangana	52695	84603	104345
Karnataka	66146	85932	110368
Kerala	24622	31371	39357
Tamil Nadu	105923	136643	180989
Puducherry	2990	3664	4448
Southern Region	<b>307047</b>	<b>420753</b>	<b>550992</b>
Bihar	21599	38416	54363
Jharkhand	22847	30649	39252
Odisha	26028	32164	37453

West Bengal	57342	69361	85590
Sikkim	484	638	810
<b>Eastern Region</b>	<b>128300</b>	<b>171228</b>	<b>217468</b>
Assam	8997	14051	20462
Manipur	1240	2103	3300
Meghalaya	2094	2566	3177
Nagaland	815	1129	1524
Tripura	1265	1595	1930
Arunachal Pradesh	886	1498	2601
Mizoram	580	866	1307
<b>North- Eastern Region</b>	<b>15876</b>	<b>23809</b>	<b>34301</b>
Andaman & Nicobar Islands	329	475	632
Lakshadweep	52	62	73
<b>All- India (Electrical Energy Requirement)</b>	<b>1160,429</b>	<b>1566,023</b>	<b>2047,434</b>

## Annexure-4.2

## STATE-WISE/UT-WISE PEAK ELECTRICITY DEMAND (UTILITIES) (MW)

State/UTs	2016-17	2021-22	2026-27
Delhi	6318	7471	8751
Haryana	9428	12222	16451
Himachal Pradesh	1555	1898	2331
Jammu & Kashmir	2278	3095	4482
Punjab	11551	14886	18809
Rajasthan	11535	14435	20131
Uttar Pradesh	16067	23664	31064
Uttarakhand	2153	3180	4538
Chandigarh	400	491	587
<b>Northern Region</b>	<b>55596</b>	<b>73770</b>	<b>97182</b>
Goa	624	858	1096
Gujarat	15373	21429	28387
Chhattisgarh	4348	6208	8518
Madhya Pradesh	10766	15676	19682
Maharashtra	20446	28866	39828
D. & N. Haveli	861	1291	1798
Daman & Diu	313	426	553
<b>Western Region</b>	<b>50141</b>	<b>71020</b>	<b>94825</b>
Andhra Pradesh	8245	11843	16820
Telangana	8300	14499	18653
Karnataka	10895	14271	18481
Kerala	4131	5263	6603
Tamil Nadu	15412	20273	27392
Puducherry	476	583	708
<b>Southern Region</b>	<b>44782</b>	<b>62975</b>	<b>83652</b>
Bihar	3607	6576	9308
Jharkhand	3905	5193	6626
Odisha	4306	5340	6273
West Bengal	10383	12688	15680
Sikkim	129	170	216

<b>Eastern Region</b>	<b>20883</b>	<b>28046</b>	<b>35674</b>
Assam	1550	2713	4166
Manipur	232	410	667
Meghalaya	399	488	605
Nagaland	166	234	322
Tripura	297	391	495
Arunachal Pradesh	164	278	482
Mizoram	118	171	252
<b>North Eastern Region</b>	<b>2810</b>	<b>4499</b>	<b>6710</b>
Andaman & Nicobar Islands	67	97	129
Lakshadweep	10	11	13
<b>All - India (Peak Electricity Demand)</b>	<b>161,834</b>	<b>225,751</b>	<b>298,774</b>

## CHAPTER 5

### GENERATION PLANNING

#### 5.0 INTRODUCTION

Electricity is one of the key enablers for achieving socio-economic development of the country. Amongst various modes adopted for meeting the ever increasing demand of power to achieve the targeted growth rate, Generation capacity augmentation is the most vital component. The economic growth leads to growth in demand of power. To meet this demand, in view of the limited available fuel resources for generation, capacity addition has to be planned very optimally.

During the 12<sup>th</sup> Plan (2012-17), a capacity addition of 99,209 MW was commissioned against target of 88,537 MW from conventional sources. It is for the first time in the history of the Indian power sector that such a large capacity addition during a single plan period was achieved which is 112 % of the target. During 11<sup>th</sup> plan the achievement in capacity addition was 69.84% of the target.

This chapter highlights the Principles and Methodology of Generation Planning adopted to assess the capacity addition required from conventional energy sources by the end of year 2021-22 and 2026-27. Capacity addition target from non-conventional energy resources has also been considered.

#### 5.1 OPTIONS FOR POWER GENERATION IN INDIA

Coal is the major source for power generation in our country and since Low Carbon Growth Strategy has to be followed, other generation options need to be harnessed in the most optimum manner.

Fuel Options available for Power Generation are:

- Conventional Sources – Coal and lignite, Hydro, Nuclear, Natural gas
- Non-Conventional Renewable Energy Sources- Solar, Wind, Biomass, small hydro, tidal, Geothermal, Waste to energy, Hydrogen/ fuel cells, etc.

#### 5.2 GENERATION FROM CONVENTIONAL SOURCES IN INDIA

##### 5.2.1 Hydro

Total Hydro Electric Power potential in the country was assessed as 84,044 MW (at 60% load factor) from a total of 845 number of identified Hydro Electric Schemes, which when fully developed would result in an installed capacity of about 1,48,701 MW on the basis of probable average load factor. The total energy potential is assessed as 600 billion units per year. Hydropower is used to its maximum potential for meeting peak loads and all new projects must be designed with this objective in mind. However, the full development of India's hydro-electric potential, while technically feasible, faces various issues including issues of water rights, resettlement of project affected people and

environmental concerns etc. and all these issues need to be resolved to exploit full potential. As on 31.03.2017, the installed capacity of hydroelectric power plants in the country was 44,478 MW which is 13.6% of the total installed capacity of the country.

### 5.2.2 Nuclear

Presently, Nuclear Power Corporation India Limited is operating 21 reactors with an installed capacity of 6,680 MW. Out of these 21 reactors, presently 13 reactors with an installed capacity of 4,280 MW are under IAEA Safeguards and use imported fuel. Remaining 8 reactors with an installed capacity of 2,400 MW use indigenous fuel. In addition to above, a 100 MW PHWR RAPP 1 is under long term shutdown since 2004. As on 31.03.2017, the installed capacity of Nuclear power plants in the country was 6,780 MW which is 2.1% of the total installed capacity of the country.

### 5.2.3 Gas

Addition of gas based capacity is considered necessary to reduce CO<sub>2</sub> emissions and to utilise their capability to fast ramp-up and ramp-down. The advantage of fast ramping capability becomes more important in view of large scale integration of renewable energy. Modern combined cycle gas turbines (CCGTs) have high efficiency of around 55% as compared to coal based plants (Gross efficiency of supercritical units is about 40%). Gas turbines/Engines could be located near the load centre with a view to minimize the requirement of transmission system and could be operated in a manner so as to maximize the output during the peak hours and minimize during the off-peak hours.

However, the production and supply of gas had not been keeping pace with the growing demand of natural gas in the country, including power sector. The gas supply for gas based power stations in the country is inadequate and the country is facing huge generation loss. Presently, existing gas based power plants are operating at very low PLF of about 23% and few gas based power plants are lying idle due to non-availability of domestic natural gas.

As on 31.03.2017, the installed capacity of gas based power stations was 26,167 MW (including liquid based) which is 8 % of the total installed capacity of the country.

### 5.2.4 Coal/Lignite

Coal based power generation is backbone of Indian Power sector and will continue to dominate power generation in the country. Due to environmental concerns, clean coal technologies such as supercritical technology has been adopted. Capacity totalling to about 35,230 MW based on Super critical technology has been commissioned during 12<sup>th</sup> plan.

Lignite is available at limited locations such as Neyveli in Tamil Nadu, Surat, Akrimota in Gujarat and Barsingsar, Palana, Bithnok in Rajasthan. Since, lignite is available at a relatively shallow depth and is non-transferable, its use for power generation at pithead stations is found to be attractive.

The coal based installed capacity was 1,92,162.88 MW as on 31.03.2017 which was almost 58.8% of the total installed capacity of the country.

## 5.3 GENERATION FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES

The installed capacity from renewable energy sources was 57,244 MW as on 31.03.2017. Share of Renewable Energy Sources (RES) in the total installed capacity was about 17.5 %. However, the share of renewables will substantially increase in coming years due to major thrust given by Government of India in promoting Renewable energy sources on account of these sources being clean and green energy.

India is one of the best recipient of solar energy due to its location in the solar belt and has vast solar potential of 749 GW for power generation. Also, India has substantial wind potential of 103 GW due to its long coastline. Based on the availability of biomass, the potential of power generation from bio mass has been assessed as around 25 GW. Small hydro of capacity up to 25 MW has a power generation potential of around 20 GW.

However, generation from renewable energy sources especially solar and wind is variable in nature and therefore, requires huge balancing capacity in the system.

## 5.4 PRINCIPLES OF GENERATION PLANNING

---

The major aspects considered in planning process are:

- To achieve sustainable development.
- Power Generation Capacity to meet the demand pattern.
- To fulfil desired operational characteristics of the system (to meet varying demand) such as reliability and flexibility.
- Most efficient use of resource i.e. adoption of latest technological advancements in coal based generation, etc.
- Fuel availability.
- Integration of Non Dispatchable Renewable Energy Sources.

The above aspects have been considered within realms of feasibility, while drawing up this National Electricity Plan along with the economics and the status of the various projects.

#### **5.4.1 Sustainable Development**

The importance and relevance of power development within the confines of Clean and Green Power is the most essential element. Such a development depends upon the choice of an appropriate fuel / technology for power generation. Accordingly, the Plan takes into account the development of Hydro projects and projects based on renewable energy sources as well as other measures and technologies promoting sustainable development in the country.

#### **5.4.2 Operational Flexibility and Reliability**

Generating units utilising different fuels have different operational characteristics. The fuel sources and their respective technologies of power generation are multiple and varied. The demand of our electric system varies with time of the day, season, year and the spatial location. Therefore, matching the generation with demand at all instances of time requires not only installation of adequate capacity but also to be sensitive to the type of generation capacity, each with its unique characteristics of altering its output and the time taken to do so. Accordingly, this requirement of the system also needs to be considered when deciding upon the type of generation. It is, therefore, necessary to widen the scope of the planning process to take into account aspects of 'reliability' and 'quality' of power, apart from the adequacy and quantum of power.

##### **5.4.2.1 Reliability of Power**

Reliable power system operation requires constant balancing of supply and demand in accordance with established operating criteria such as maintaining system voltages and frequency within acceptable limits. Changes in customer demand and generation from renewable energy sources throughout the day and over the seasons are met by controlling generation from conventional sources when needed.

To achieve reliability in the system, adequate reserve capacity, spinning as well as non-spinning, needs to be planned in the system. Aspects related to the operation, ownership, modalities and nature of reserves also need to be determined.

The National Electricity Policy, 2005 stipulates creation of spinning reserve of 5% in our system. This has been considered while planning capacity addition requirement during the years 2017-22 and 2022-27.

##### **5.4.2.2 Flexibility of operation**

A system that is designed for base-load generation may lack the characteristics to respond dynamically or efficiently to the variation in demand within a short time. Apart from variation in demand, there is expected to be wide variability in generation from renewable energy plants. Since system stability requires matching of generation with the demand at any instance of time, a certain degree of flexibility in terms of ability of the generators to respond rapidly to the changing demand and generation from renewable energy sources must be introduced into the system through appropriate power generating plants and financial mechanism. System should also be able to meet additional demand which arises due to unexpected demand fluctuations and sudden outages of some generating units.

#### **5.4.3 Efficient Use of Resources**

The fossil fuels for power generation are scarce and must therefore be used most judiciously. From the point of view of environment also, it is essential that energy produced per kcal of fuel is maximum to the extent possible. This would minimize the pollution caused during the process of power production.

---

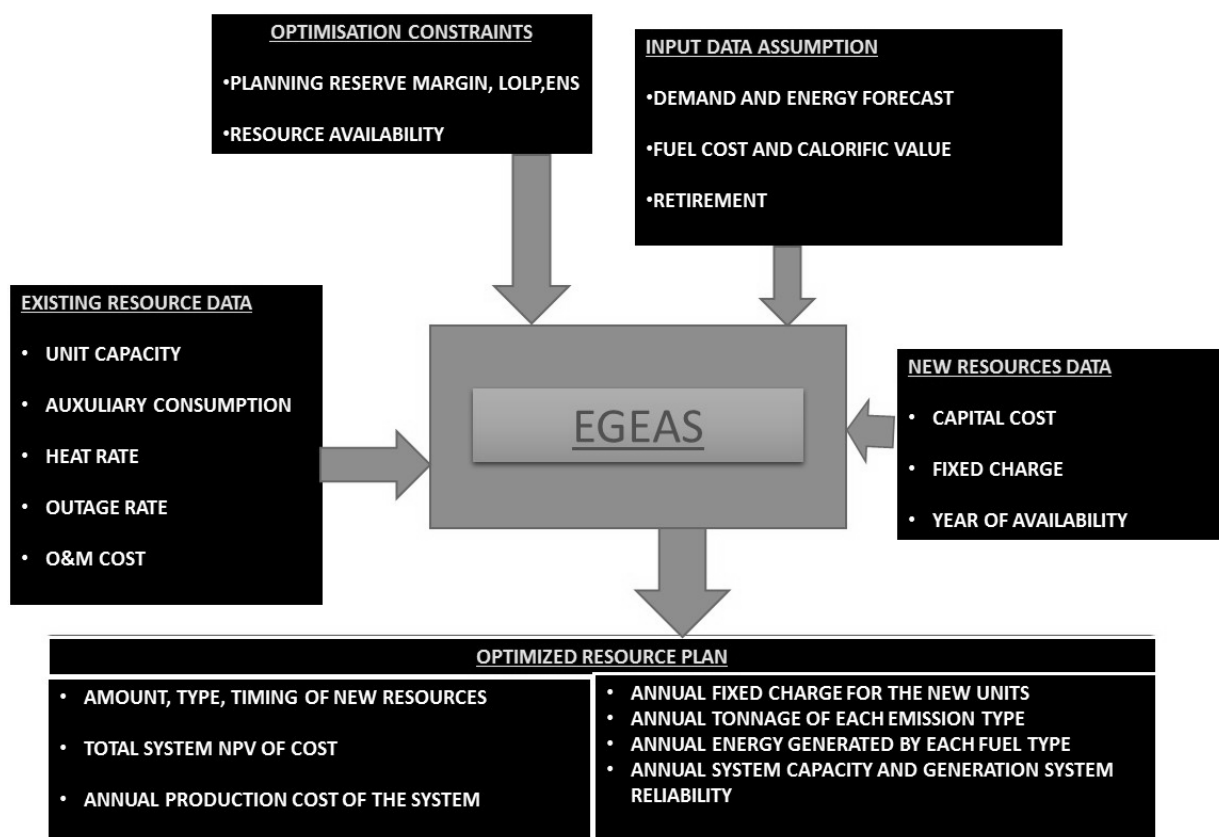
## 5.5 PLANNING TOOLS - DETAILS OF PLANNING MODELS

Generation expansion studies have been carried out in CEA using the computer software model “Electric Generation Expansion Analysis System” (EGEAS). Salient features of the Planning model are discussed below.

The Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS) is a software package for expansion planning of an electric generation system. In this planning model the operation of the power system is simulated probabilistically. The load on the power system is represented both in terms of magnitude and time variation. The model yields the reliability indices, namely the **Loss-Of-Load-Probability (LOLP)**, the expected value of **Energy-Not-Served (ENS)**, and the reserve margin for an expansion power plan by minimizing the objective function which is the present worth of 1) the costs associated with operation of the existing and committed generating stations 2) the annualized/ levelised capital cost and operating cost of new generating stations and 3) cost of energy not served. The EGEAS model is capable of giving a number of expansion plans along with their objective functions and the reliability indices for such plans. The optimal power plan is that plan for which the reliability indices are satisfied in accordance with criteria laid down by the planner, and the objective function is the lowest.

The EGEAS model, being essentially deterministic in nature, provides for long range generation expansion planning as it yields very useful quantitative measures of reliability of power supply several years into the future, and at the same time gives an indication of the total cost of operating the existing and committed generating stations and installing and operating the new generating stations. Block Diagram showing various data flows is shown in **Exhibit 5.1**.

Exhibit 5.1



Subsequently, the study results were validated using another generation expansion planning model namely ORDENA . The ORDENA model has following capabilities: -

- The model performs Generation Expansion Planning, Production Costing and also has the capability of modeling renewable energy sources through generation expansion planning.
- The model optimizes transportation of fuel, transmission of power and emissions from power plants while addressing system reliability issues like Loss of Load Probability (LOLP) and Energy Not Served (ENS). The software also does hour-by-hour simulation while recognizing the constraints of dispatch on generation imposed by the transmission system.
- The model has the capability of carrying out All-India studies as well as studies for each State/UT considering import/export of power from one state to another state.

### 5.6 PLANNING APPROACH

Planning approach has been to meet the peak demand and energy requirements. In view of generation being delicensed and high capacity addition programme from Renewable Energy sources, it becomes imperative to plan for more optimal mix of base-load capacities, peaking capacity and reserve capacities. The base load capacities will take care of 'bulk-power' requirement, while the others will provide the system operator with sufficient reserve capacity and a valuable tool to take care of intermittency of renewable generation, seasonal spikes or time-of-day variations – expected and unexpected in electricity demand. The dynamic response characteristics of such a balanced system would be far superior and would contribute to higher reliability.

As unscheduled intra and inter-regional transfers would pose challenges and therefore a right mix of base load and flexible generating units must preferably be determined and planned for, at the level of the State grid itself. This will ensure the most rapid, real-time response to local peaking needs and variation in generation from RES.

The Planning Approach followed is in the following sequence:

#### 5.6.1 All India Peak Demand and Energy requirement forecast

Generation expansion planning studies have been carried out based on the Electricity demand assessed by the 19<sup>th</sup> Electric Power Survey (EPS) Report. The estimated peak demand (MW) and Energy requirement (BU) in the years 2021-22 and 2026-27 are given in **Table 5.1**.

**Table 5.1**  
Projected Electricity Demand (as per 19th EPS)

Year	Energy Requirement (BU)	Peak Demand (GW)
2021-22	1566	225.751
2026-27	2047	298.774

#### 5.6.2 Preparation of All India Load profile

The demand data was collected for past three years (2011-12, 2012-13 and 2013-14) on hourly basis (8760 hrs) from various Regional Load Dispatch Centres. The hourly data was analysed and corrected for any discrepancies in terms of load shedding, frequency correction, scheduled power cuts and any data errors. Further, All India Load profile for the year 2021-22 and 2026-27 was generated based on respective projected Peak Demand and Energy Requirement.

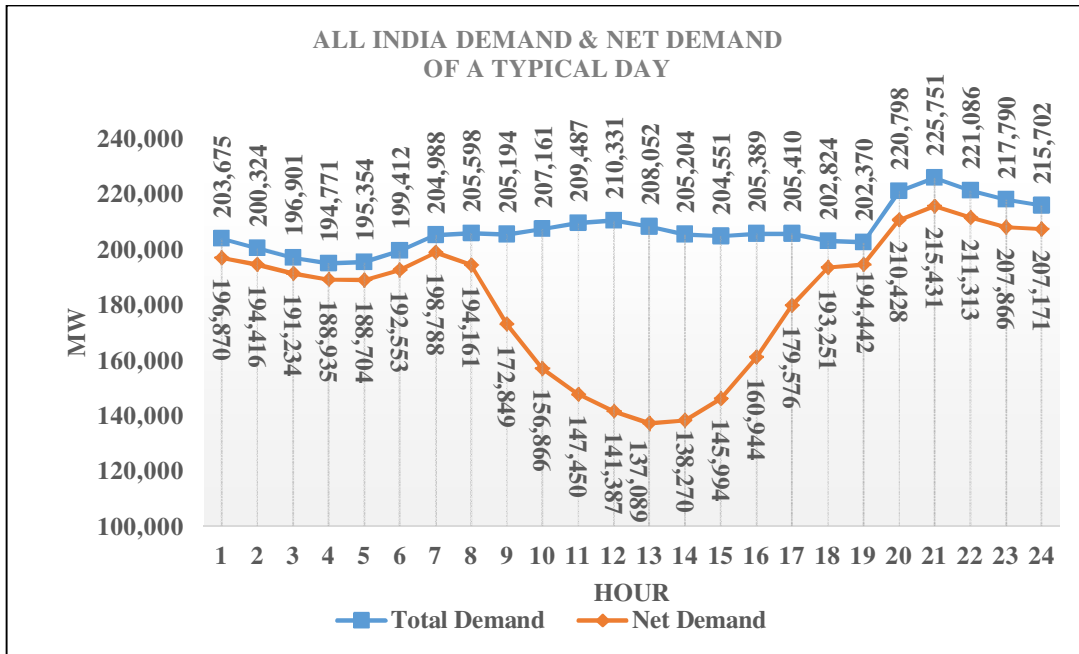
In view of the massive capacity addition programme from renewable energy sources (Solar and wind) during the years from 2017-18 to 2021-22, the All India Net load curve was obtained from the All India Load profile by treating generation from renewable energy sources as negative load.

The methodology adopted for arriving at "All India Net load curve" is as follows:

- 1) Collection of latest available hourly generation profile data for 8760 hrs of existing solar and wind power projects of various States.
- 2) Estimating Hourly generation profile data for States where profile was not available by taking inputs from various studies carried out by MNRE.
- 3) Normalising Hourly generation profile of Solar and Wind plants.
- 4) Scaling up the hourly generation by proposed capacity addition of each State/UTs including solar rooftops.
- 5) Aggregating the hourly generation profile of all the States where Solar and Wind power capacity addition is envisaged.
- 6) Generate All India Net hourly load profile by treating renewable energy generation as negative load.

All India hourly load profile and Net load curve (Duck Curve) is shown in **Exhibit 5.2**.

Exhibit 5.2



Based on the All India load profile and All India Net Load Curve, projected All India Load Duration curve and All India Net Load Duration curve have been generated and are shown in **Exhibit 5.3** and **Exhibit 5.4** respectively.

Exhibit 5.3

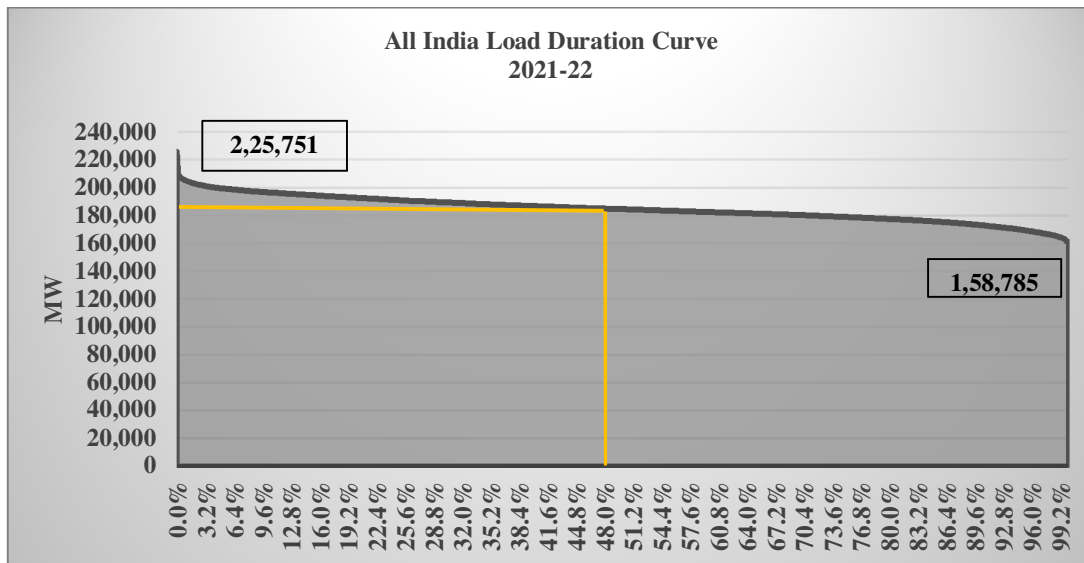
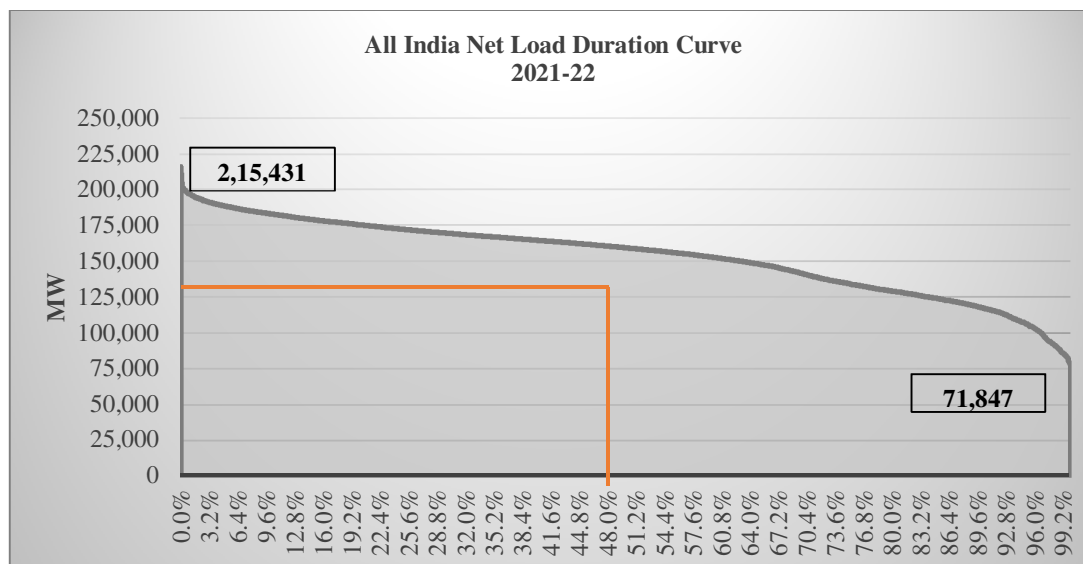


Exhibit 5.4



From **Exhibit 5.4**, it is seen that the system becomes peakier in view of large capacity addition from renewable energy sources.

#### 5.6.3 Reserve capacity

As stipulated by National Electricity Policy 2005, 5% Spinning Reserve is to be provided. The requirement of this Reserve Capacity has been incorporated in the studies by correspondingly reducing availability of conventional plants by 5%. It has been estimated that the likely installed capacity in 2021-22 would be around 479 GW. Of this, RES will contribute around 175 GW. Therefore, 304 GW may be the likely installed capacity from the conventional sources of this, i.e. 15 GW, has been kept as reserve capacity, while doing the Generation Planning.

#### 5.6.4 Generation Expansion Studies

The All India Net load curve has been used to carry out generation expansion studies by EGEAS Software. The estimated energy generation and contribution towards Peak Demand from RES (Solar + Wind) has been reduced from projected Energy requirement and Peak Demand figures as only net load is required to be met through conventional energy sources.

Hydro and Nuclear projects were accorded priority and considered as must run projects on account of their inherent advantages. However, due to non-availability of natural gas, gas based power plants have been restricted to lower PLF. The studies result in the capacity addition requirement of coal based projects to meet the projected Energy requirement and Peak demand considering given reliability criteria.

#### 5.6.5 Retirement of old thermal units

Information was compiled in respect of old thermal power plants which have already retired and plants likely to be considered for retirement in future.

**In the base case scenario, a coal based capacity of 22,716 MW (5,927 MW + 16,789 MW) is considered for retirement during 2017-22. This is based upon the assessment made by CEA which consists of 5,927 MW of capacity assuming that the normal trend of past retirement process would continue along with a coal based capacity of 16,789 MW which doesn't have space for installation of FGD (Flu Gas Desulphurization) system to curb SO<sub>x</sub> emissions. The list of these units considered for retirement during 2017-22(22,716 MW) is placed at Annexure 5.5 and Annexure 5.5(A) respectively.**

**Additionally, a coal based capacity of 25,572 MW, has been considered for retirement during 2022-27 which will be completing 25 years of operation by March,2027. The list of these units is given in Annexure 5.6.**

## 5.7 NORMS ADOPTED FOR RELIABILITY CRITERIA

The Power System is planned to meet the forecasted demand while ensuring an expected level of reliability. Reliability is a measure of the ability of a system to perform its designated function under the designed conditions. In our Studies, Loss of Load Probability (LOLP) is the criteria adopted to reflect the capacity of the system to meet the peak load and Energy Not Served (ENS) to reflect the Energy Requirement not met in the System. LOLP is the probability that a system will fail to meet its peak load under the specified operating conditions. It is the proportion of days per year or hours per year when the available generating capacity is insufficient to serve the peak demand. This index is dimensionless and can also be expressed as a percentage.

ENS is the expected amount of energy which the system will be unable to supply to the consumers as a fraction of the total energy requirement. This index again is dimensionless and can also be expressed as a percentage. In other words, this indicate as to how many units of energy requirement in a year are not met and correspondingly how many hours in a year the power demand is not met. Various countries in the world have adopted their own Reliability Criteria depending upon the status of their power system and the price affordability of the consumers to pay for the reliability of the system. It is evident that a more stringent and reliable system would yield higher cost of electricity which has to be borne by the consumer. Details of LOLP adopted in some countries are as given in **Table 5.2**.

**Table 5.2**  
**LOLP of some countries**

<b>Name of country</b>	<b>LOLP(%)</b>
<b>Cambodia</b>	<b>1.8</b>
<b>Laos</b>	<b>0.27</b>
<b>Thailand</b>	<b>0.27</b>
<b>Vietnam</b>	<b>0.27</b>
<b>Hong Kong</b>	<b>0.006</b>
<b>Belgium</b>	<b>0.2</b>
<b>USA</b>	<b>0.03</b>
<b>China</b>	<b>0.14</b>

Source: Information collected from websites of above countries.

As proposed in previous National Electricity Plan, LOLP of 0.2% and the Energy Not Served (ENS) of 0.05% has been adopted for preparation of this National Electricity Plan (NEP).

## 5.8 PLANNING NORMS

The planning studies require accurate performance parameters of various types of generating units to assess their availability and energy generation capabilities. The peaking availability and energy generation capacity are important parameters for meeting the projected demand of the country including various regions. The key performance factors required for the planning studies are the auxiliary power consumption, heat rate, capital cost of the generating units, fuel cost, gross calorific value, O&M schedules, etc. Different types of generating units have varied operational performance and accordingly different norms have been used for thermal (coal and lignite), combined cycle gas projects, hydro and nuclear projects. The generation planning norms for different sizes of thermal units are different. Accordingly, separate categories based on unit sizes have been derived. Many higher size units of 660 MW and 800 MW have been commissioned and have been treated as separate groups. Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) are very efficient and have lower heat rates, however, their availability and PLF depend on the availability of natural gas. The energy of the hydro units has been taken on the basis of the designed energy of the project in 90% dependable year. The peaking availability, auxiliary power consumption, heat rate for various types of generating units, as considered in the expansion planning studies are given in **Table 5.3**, **Table 5.4** and **Table 5.5**.

### 5.8.1 Peaking Availability

The peaking availability (gross) of the various types of generating units is given in **Table 5.3**.

**Table 5.3**  
**Peaking availability (Gross) of the Generating units**

(Figures in %)

	Unit Size	Existing Units	Future Units
<b>Thermal (Coal)</b>	800/660 MW	88	88
	500/250/210/200 MW	85	85
	Below 200 MW	75	85
	Below 200 MW operating below 20 % PLF at present	50	-
<b>Gas Based</b>	OCGT all sizes	90	90
	CCGT all sizes	88	88
<b>DG Sets</b>	All sizes	75	75
<b>Lignite Based</b>	All sizes	80	80
<b>Nuclear</b>	All sizes	68	68
<b>Hydro</b>	All sizes	87.5	87.5

### 5.8.2 Auxiliary Power Consumption

The auxiliary consumption of various types of generating units are given in **Table 5.4**.

**Table 5.4**  
**Auxiliary Consumption of Generating Units**  
**(Figures in %)**

<b>I</b>	<b>Coal Based Power stations</b>	<b>Auxiliary Power Consumption</b>
<b>1.</b>	<b>800/660 MW class units</b>	5.75
<b>2.</b>	<b>500 MW class units</b>	5.75
<b>3.</b>	<b>300/250/210/200 MW class units</b>	9
<b>4</b>	<b>Below 200 MW units</b>	9
<b>5</b>	<b>Lignite based units</b>	10.5 for <200 MW 9 for >200 MW
<b>II</b>	<b>Gas Based Power Stations</b>	
<b>1</b>	<b>Combined cycle</b>	2.5
<b>2</b>	<b>Open cycle</b>	1.0
<b>3</b>	<b>DG sets/Gas Engines</b>	1.0
<b>III</b>	<b>Hydro Power Stations</b>	0.7
<b>IV</b>	<b>Nuclear Power Stations</b>	
	<b>160 MW BWR</b>	9
	<b>220 MW PHWR</b>	10.5 to 11.75
	<b>540 MW PHWR</b>	10.2
	<b>1000 MW LWR</b>	7.8

### 5.8.3 Machine Heat Rate

The machine heat rates (gross) for various thermal units are given in **Table 5.5**.

**Table 5.5**  
**Heat Rates (Gross) of Thermal Units**

**(Figures in Kcal/kWh)**

<b>Unit Size</b>	<b>Gross Heat rate (kcal/kWh)</b>
<b>800 MW (Coal)</b>	2225
<b>660 MW (Coal)</b>	2250
<b>660MW(Sipat+Barh) (Coal)</b>	2300
<b>500 MW (Coal)</b>	2365
<b>200/210/250 MW KWU(Coal)</b>	2400
<b>200/210/250 MW LMZ(Coal)</b>	2500
<b>110 MW (Coal)</b>	2500
<b>250/210/ MW (Lignite)</b>	2580
<b>Below 150 MW (Lignite)</b>	2600
<b>Combined cycle Gas turbine</b>	2000
<b>Open cycle Gas turbine/DG Sets</b>	2900
<b>Combined Cycle Gas Engines</b>	2000

#### 5.8.4 Financial Parameters

**Table 5.6**  
**Financial Parameters**

**(Figures in %)**

<b>S.NO</b>	<b>ITEM</b>	<b>VALUE</b>
<b>1</b>	<b>DEBT - % OF CAPITAL COST</b>	70
<b>2</b>	<b>EQUITY - % OF CAPITAL COST</b>	30
<b>3</b>	<b>INTEREST ON DEBT</b>	11.5
<b>4</b>	<b>RETURN ON EQUITY</b>	15.5+Tax
<b>5</b>	<b>DISCOUNT RATE</b>	9.0
<b>6</b>	<b>O&amp;M CHARGES POWER PLANT</b>	As per latest CERC norms
<b>7</b>	<b>DEPRECIATION - POWER PLANT</b>	5.28 for 12 years

## 5.9 GENERATION EXPANSION PLANNING DURING THE YEARS 2017-22 AND 2022-27 (BASE CASE)

A Study using Computer Model Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS) programme was carried out to assess the installed capacity required to meet the demand projections and projected All India Net load curve for the year 2021-22 and 2026-27. The Studies are based on the following assumptions:

- Electricity Demand projections considered

Table 5.7.1  
Electricity Demand Projections for 2021-22

Year	Energy Requirement (BU)	Peak Demand (GW)
(Demand CAGR: 6.18%)		
2021-22	1566	225.751
(Demand CAGR: 7.18%)		
2021-22	1641	236.602

Table 5.7.2  
Electricity Demand Projections for 2026-27

Year	Energy Requirement (BU)	Peak Demand (GW)
2026-27	2047	298.774

- Installed Capacity from conventional and renewable sources as on 31.03.2017

Table 5.8  
Installed Capacity as on 31.03.2017  
(Figures in MW)

Source	Installed Capacity as on 31.03.2017
Coal	1,92,163
Gas	26,167
<b>Total Thermal</b>	<b>2,18,330</b>
Hydro	44,478
Nuclear	6,780
<b>Total Conventional</b>	<b>2,69,588</b>
Solar	12,289
Wind	32,280
Others	12,675
<b>Total RES</b>	<b>57,244</b>
<b>Total</b>	<b>3,26,832</b>

- Capacity addition from conventional energy sources during 12<sup>th</sup> Plan (2012-17) is **99,209 MW**. (Thermal 91,730 MW, Hydro, 5479.02 MW and Nuclear 2,000 MW).
- As per CEA assessment a coal based capacity of 9,456.5 MW could be retired by the end of 2022 out of which a capacity of 3,530 MW has already been retired. The remaining capacity of 5,927 MW has been considered for retirement by March, 2022. Further, a coal based capacity of 16,789 MW (101 units) (as on August, 2017) not having sufficient space for installation of FGD to control SO<sub>x</sub> emissions has been identified. In view of the latest

environmental norms by MoEF, this capacity may have to be retired by 2022. The list of units considered for retirement during 2017-22 is placed at **Annexure 5.5, Annexure 5.5(A)** respectively.

- Additionally, a capacity of 25,572 MW shall be completing more than 25 years of their age by 2027 and would have outlived their utility. This capacity of 25,572 MW has been considered for retirement during 2022-27. The list of units considered for retirement during 2022-27 is placed at **Annexure 5.6**.

**Table 5.9**  
**Retirement of Coal Based Units**

Years	Coal Capacity Retired (MW)
2017-22	22,716
2022-27	25,572

- Studies have been carried out corresponding to RES installed capacity of 1,75,000 MW, by 2021-22 as shown in **Table 5.10** below:

**Table 5.10**  
**Expected RES Capacity addition from 2017-22**

(All figures in MW)

RES Category	Target RES IC as on 31.03.2022	RES Installed Capacity as on 31.03.2017	Expected RES Capacity addition from 2017-22
Solar	1,00,000	12,289	87,711
Wind	60,000	32,280	27,720
Biomass	10,000	8295	1,705
Small Hydro	5,000	4380	620
<b>Total</b>	<b>1,75,000</b>	<b>57244</b>	<b>1,17,756</b>

Anticipated capacity addition from renewable energy sources during 2022-27 is considered to be of **1,00,000 MW** (**50,000 MW** – Solar, **40,000 MW** Wind, **7,000 MW** Biomass and **3,000 MW** Small Hydro)

- The likely generation considered from Variable Renewable Energy Sources (Solar and Wind) by the end of 2021-22 and 2026-27 is given in **Table 5.11** below:

**Table 5.11**  
**Expected RES based Generation**

RES Category	Generation (BU) (2021-22)	RES energy contribution (%)	Generation (BU) (2026-27)	RES energy contribution (%)
Solar	162	10.3	243	11.9
Wind	112	7.2	188	9.1
Bio mass & SHP	52	3.3	87	4.3
<b>Total</b>	<b>326</b>	<b>20.1</b>	<b>518</b>	<b>24.4</b>

- **5% spinning reserve** as stipulated by National Electricity Policy.
- Reliability Criteria - Loss of Load Probability (**LOLP**)  $\leq 0.2\%$  and Energy Not Served (**ENS**)  $\leq 0.05\%$ .
- Priority given to hydro projects followed by nuclear and gas based projects.
- Seasonal Studies have been carried out with a view to ensure demand being met in all the seasons.
- Projects of various fuel types considered to be committed in the study during 2017-22 and 2022-27 are given in the **Table 5.12** below:

**Table 5.12**  
**Committed Units**

(All Figures in MW)

Year	Hydro(MW)	Gas(MW)	Nuclear(MW)	Hydro Import(MW)
2017-22	6,823	406	3,300	4,356
2022-27	12,000	0	6,800	17,244

- **Likely Capacity Addition**

**a) Hydro**

Considering the status of various hydro projects, a hydro capacity addition of about 6,823 MW is likely during the years 2017-22. Details of hydro projects are furnished in **Annexure 5.1**.

Additionally, hydro projects totalling to 12,000 MW have been considered for likely benefit during the years 2022-27.

The hydro projects have been considered as must run in the studies in line with our Low Carbon Growth Strategy.

**b) Nuclear**

A nuclear capacity addition of 3,300 MW has been considered for the period 2017-22 as per the information furnished by DOAE. Details are furnished at **Annexure 5.2**.

A nuclear capacity addition of 6,800 MW during the years 2022-27 has been considered as per the programme of Department of Atomic Energy. Details are furnished at **Annexure 5.3**.

**c) Thermal**

➤ **Gas Based Plants**

In view of acute shortage of natural gas in the country, many gas based power plant are running at very low Plant Load Factor. A capacity of around 406 MW is ready for commissioning/under construction but stranded due to non-availability of natural gas. The plants have been considered available during the year 2017-22 for the purpose of studies. Also, as the availability of gas is uncertain, no additional gas based projects have been considered during the year 2022-27.

➤ **Coal based Plants**

The balance capacity (after considering the committed capacity addition from hydro, nuclear, gas and RES) to meet the projected demand is proposed to be met from coal based power plants.

- **Imports:**

As shown in Table 5.12, the electricity hydro imports from neighbouring countries during 2017-22 are expected to be **4,356 MW**. The list of these projects is placed at **Annexure 5.7**. Net electricity (Hydro) imports from neighbouring countries during 2022-27 are given in the **Table 5.13** below:

**Table 5.13**  
**Hydro Imports and Exports till 2026-27**

(All figures in MW)

	Bangladesh	Nepal	Pakistan	Bhutan	Total
<b>Export</b>	1,500	400	500		<b>2,400</b>
<b>Import</b>		10,000		14,000	<b>24,000</b>
<b>Net Imports</b>					<b>21,600</b>

### 5.10 RESULTS OF GENERATION EXPANSION PLANNING STUDIES FOR THE PERIOD 2017- 22 AND 2022-27

The studies were carried out to assess the total capacity addition requirement to meet the projected demand in the year 2021-22 and 2026-27 with the assumptions mentioned in para 5.9. Hydro, Gas and Nuclear based capacity are given the foremost priority due to their inherent advantages towards a Low Carbon Growth Strategy. Therefore, capacity from these sources which is likely to materialise during the year 2017-22 and 2022-27 has been considered as must run in the various scenarios. Renewable capacity has also been considered as must run capacity.

Details from the study results, with energy generated by coal based power plants, their average PLF (with likely capacity addition of 47,855 MW from coal based power plants (**Annexure 5.4**), already under construction, for benefits during 2017-22) are shown in the **Tables 5.14(a), (b) and (c)** given below.

**Table 5.14(a)**

#### Committed Capacity Addition during 2017-22 and 2022-27

Years	Committed Capacity Addition (MW)			Committed RES Installed Capacity(MW)	Retirement (MW)
	Hydro	Nuclear	Gas		
2017-22	6,823	3,300	406	1,75,000 (By Mar'22)	22,716
2022-27	12,000	6,800	0	2,75,000( By Mar'27)	25,572

With this committed capacity addition, retirements, etc., the additional coal based capacity required by 2021-22 and 2026-27 to meet the peak demand and energy demand would be as follows:

**Table 5.14(b)**

#### Capacity Addition Required During 2017-22 and 2022-27

Year	Additional coal based Capacity required(MW)	Remarks
2017-22	6,445	Since 47,855 MW are under different stages of construction and are likely to materialise during 2017-22, so no additional capacity is required.
2022-27	46,420	This is in addition to 47,855 MW of coal based capacity which is in different stages of construction and is likely to materialise during 2017-22.

**Table 5.14(c)**

#### Energy Generated from coal and Average PLF of coal based stations

Years	Coal Based Generation (GWh) +++	PLF of Coal Based Plants (%)*
2021-22	1,072	56.5
2026-27	1,259	60.5

PLF has been computed with capacity addition of 47,855 MW from coal based power plants which is under construction and likely to yield benefits during 2017-22,

+++ Auxiliary Power consumption of coal stations as 6.5% has been assumed to arrive at gross generation.

It may be seen from study results shown in Table 5.14 that out of the Coal based capacity of 47,855 MW at various stages of construction and is likely to be commissioned during 2017-22 only 6,445 MW capacity would be required along with committed capacity addition of Hydro 6,823 MW, Gas 406 MW, Nuclear 3,300 MW, RES 1,17,756 MW and considering a retirement of coal based capacity of 22,716 MW.

The overall PLF of coal based capacity during 2021-22 is likely to be 56.5%. However, the plant wise PLF may vary as shown in the Exhibit 5.5 and 5.6 below.

Exhibit 5.5

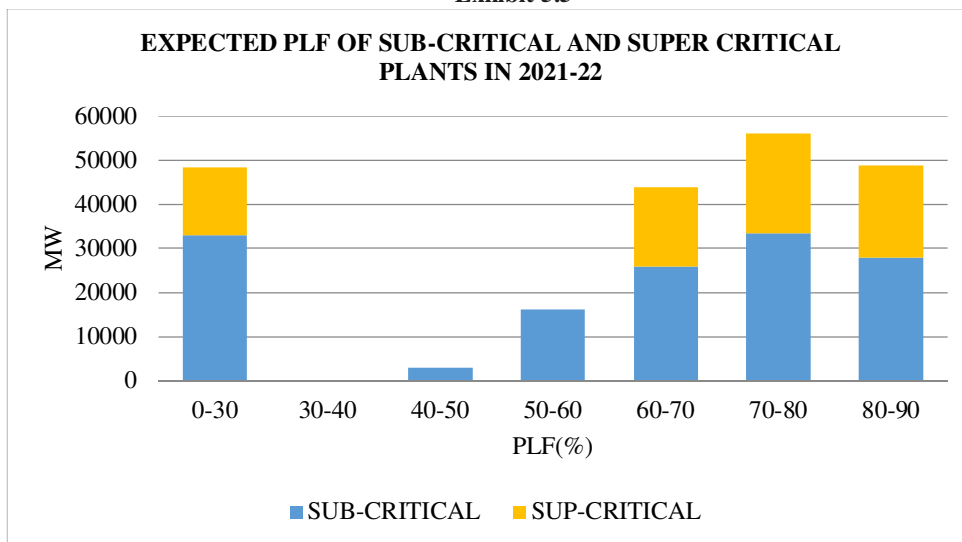
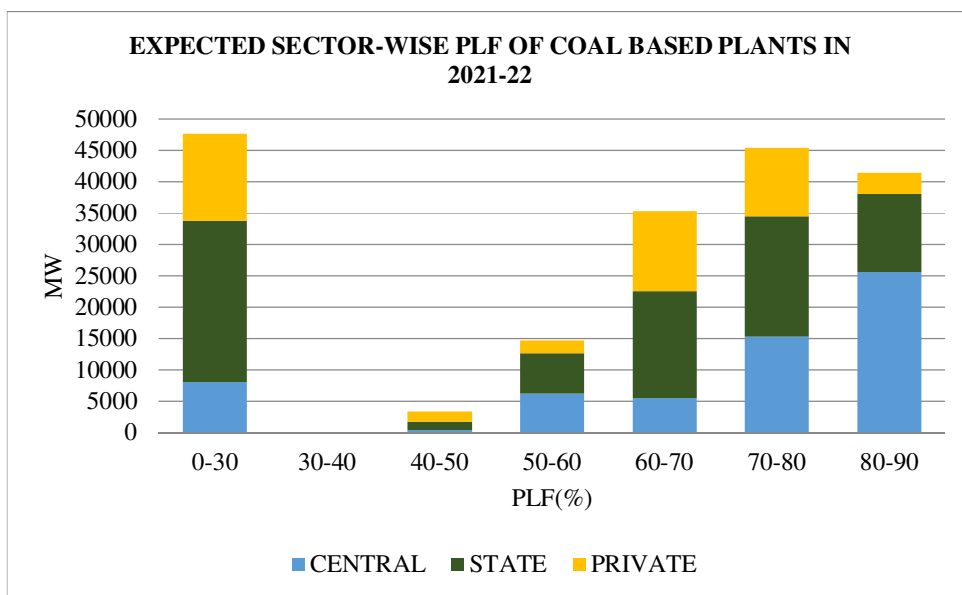


Exhibit 5.6



The likely installed capacity from different fuel types at the end of 2021-22 in base case works out to be **4,79,419 MW** including 47,855 MW of Coal based capacity addition currently under construction and likely to yield benefits during 2017-22 and is given in **Table 5.15** and **Exhibit 5.7**.

**Table 5.15**  
**Projected Installed capacity by the end of 2021-22**

<b>Fuel Type</b>	<b>Capacity (MW)</b>	<b>%</b>
Hydro	51,301	10.7
Coal + Lignite	2,17,302	45.3
Gas	25,735	5.4
Nuclear	10,080	2.1
<b>Total Conventional Capacity *</b>	<b>3,04,419</b>	<b>63.5</b>
<b>Total Renewable Capacity</b>	<b>1,75,000</b>	<b>36.5</b>
<b>Total Capacity by 2021-22</b>	<b>4,79,418</b>	<b>100.0</b>

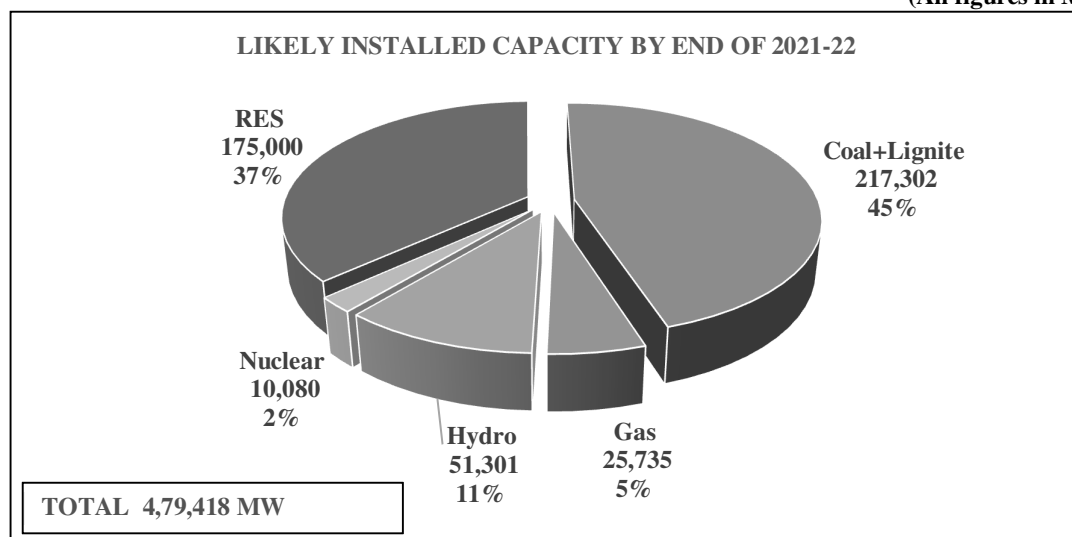
\*This includes 47,855 MW of Coal based capacity addition currently under construction and likely to yield benefits during 2017-22.

\* This IC does not include Imports from Neighbouring countries during 2017-22

Note: The actual IC may change to the extent of thermal capacity materialising and actual retirement during 2017 to 2022.

**Exhibit 5.7**

(All figures in MW)



The likely installed capacity from different fuel type by the end of year 2026-27 is given in **Table 5.16** and **Exhibit 5.8**.

**Table 5.16**  
**Projected Installed capacity by the end of 2026-27**

Fuel Type	Capacity (MW)	%
Hydro	63,301	10.2
Coal + Lignite	2,38,150	38.5
Gas	25,735	4.2
Nuclear	16,880	2.7
<b>Total Conventional Capacity *</b>	<b>3,44,066</b>	<b>55.6</b>
<b>Total Renewable Capacity</b>	<b>2,75,000</b>	<b>44.4</b>
<b>Total Capacity by 2026-27</b>	<b>6,19,066</b>	<b>100.0</b>

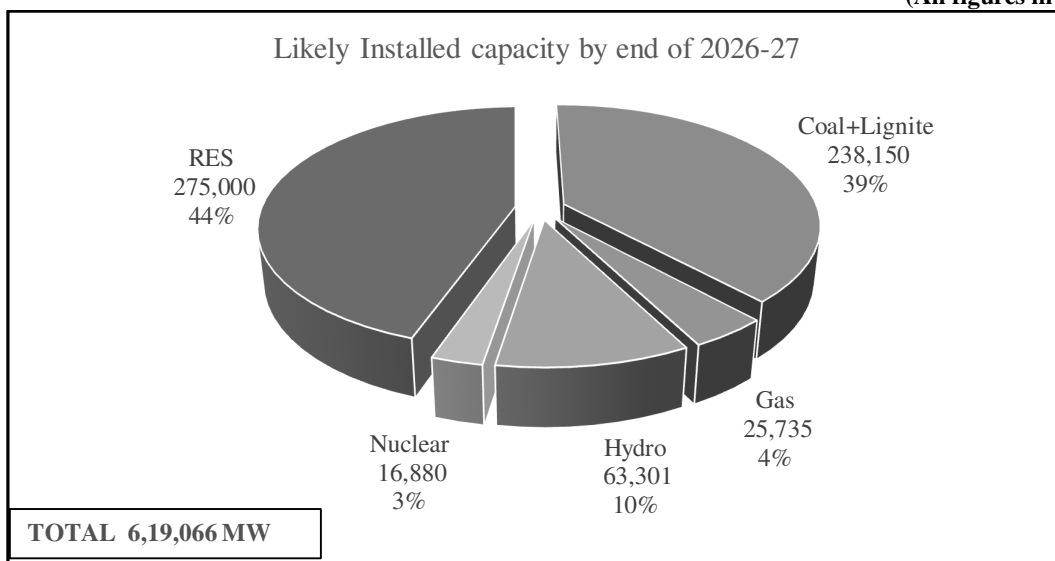
\*Including 47,855 MW of Coal based capacity addition currently under construction and likely to yield benefits in 2017-22 and an additional 46,420 MW coal based capacity addition required during 2022-27 (Table 5.13).

\* This IC does not include Imports from Neighbouring countries during 2022-27

Note: The actual IC will change to the extent of thermal capacity materialising and actual retirement taking place between 2022-27.

**Exhibit 5.8**

(All figures in MW)



Coal based capacity of 47,855 MW which are at various stages of construction and likely to yield benefit during 2017-22 are considered for the studies. Apart from this, coal based capacity of 9,150 MW and gas based capacity of 3501.88 MW (Annexure 5.8) are uncertain due to fuel issues. In addition to this, coal based capacity of 88,400 MW (Annexure 5.9) are at various stages of planning. Out of under construction hydro projects totalling to 10,608 MW, only hydro projects totalling to 6,823 MW have been considered for studies which are most likely to yield benefits during 2017-22.

#### 5.10.1 Comparison of Study Results with Projected Capacity Addition in Previous NEP

In the previous NEP, the tentative capacity addition requirement during the period 2017-22 was projected as 86,400 MW (however target set for 12<sup>th</sup> plan was 88,537 MW) based on the projected Peak demand and Energy requirement

as per 18<sup>th</sup> Electric Power Survey (EPS) Report. The projected Peak Demand and Energy requirement in the year 2021-22 was 2,83,470 MW and 1904 BU respectively as per the 18<sup>th</sup> EPS Report. However, the Peak Demand and Energy Requirement during 2021-22 as projected by 19<sup>th</sup> EPS report is 2,25,571 MW and 1566 BU respectively. Also, a capacity of 99,209 MW has been commissioned against a target of 88,537 MW during 12<sup>th</sup> plan (2012-17). Therefore, during 12<sup>th</sup> plan, capacity addition to the extent of 10,672 MW has been commissioned in excess of 12<sup>th</sup> Plan target. In addition, Government of India has announced huge capacity addition programme from Renewable Energy sources so as to have installed capacity of 1,75,000 MW from RES by the end of year 2021-22. All these factors have contributed to the reduction in capacity addition requirement during the period 2017-22.

### 5.11 ALTERNATE SCENARIOS FOR CAPACITY ADDITION

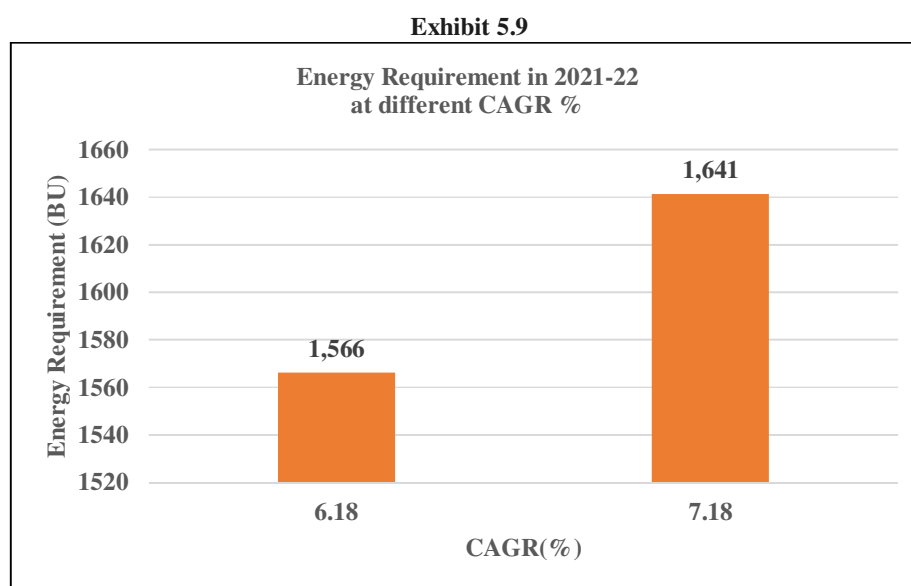
Generation expansion planning is a major part of any power system planning studies and is normally carried out for the next 5-10 years. These studies are performed based on various assumptions and factors prevalent at that time. However, there are various uncertainties associated with the input data such as demand forecasts, availability of fuel, investment, committed units, retirement plans, input fuel prices, availability of technology, various initiatives of Government like promotion of energy efficiency, etc. As a result, generation expansion planning is essentially stochastic in nature.

Forecasting electricity demand is most challenging and consequently, a very vital parameter for generation expansion planning. There are numerous ways to forecast electricity demand based on the assumptions made.

Estimation of electricity demand for a developing country like India is much more challenging than that of a developed country. In a developed country, because of the matured stage of development, the growth is considered to be steady and therefore, it is relatively easy to forecast electricity demand. However, in a developing country, there may not be a definite trajectory of growth as it is dependent on the economic performance, Government policies & programmes and their extent of successful implementation thereof, etc.

Based on methodology adopted (Chapter 3) in estimating electricity demand in future years considering DSM measures, the electricity energy requirement for the year 2021-22 has been estimated as 1566 BU with a Compounded Annual Growth Rate (CAGR) of 6.18% with reference to 2016-17. However, due to uncertainties associated with demand forecasting, one additional scenario has been considered in the Generation planning studies i.e. CAGR of 7.18 % as shown in **Exhibit 5.9** below:

<b>CAGR: 6.18%:</b>	Electricity Demand: 1566 BU
<b>CAGR: 7.18%:</b>	Electricity Demand: 1641 BU



An alternate scenario has been constructed based on variation in projected energy demand to get a clear picture of the effect of variation of Energy Demand on the requirement of additional capacity.

#### 5.11.1 Results of Alternate scenario (2017-22)

The generation planning studies for the period 2017-22 has also been carried out for the demand CAGR of 7.18% and keeping other parameters unchanged as the base case, the coal based capacity addition and their expected Plant Load factor % are shown in the **Tables 5.17(b)** and **(c)** below.

**Table 5.17(a)**

Year	CAGR from 2016-17 to 2021-22 (%)	Demand	
		Peak(GW)	Energy(BUs)
2021-22	7.18	237	1641

With the committed capacity addition, retirement, etc. (as given in **Table 5.14(a)**), the addition coal based capacity required by 2021-22 to meet the peak demand and energy demand would be as follows:

**Table 5.17(b)**  
**Capacity Addition Required During 2017-22**

Year	Additional coal based Capacity required	Remarks
2017-22	19,700	Since 47,855 MW are under different stages of construction and are likely to materialise during 2017-22, so no additional capacity is required.

**Table 5.17(c)**  
**Energy Generated from coal and Average PLF of coal based stations**

Years	Coal Based Generation (Gross) (GWh) +++	PLF of Coal Based Plants (%)*
2021-22	1,151	60.5

PLF has been computed with capacity addition of 47,855 MW from coal based power plants which is under construction and likely to yield benefits during 2017-22,

+++ Auxiliary Power consumption of coal stations as 6.5% has been assumed to arrive at gross generation.

**It may be seen that in this case also no additional coal based capacity addition is required apart from the under construction coal projects likely to benefit during the years 2017-22 to meet the peak and energy demand.**

#### 5.11.2 Analysis of Results (2017-22)

- 1) With committed capacity addition of Hydro 6,823 MW, Gas 406 MW, Nuclear 3,300 MW, RES 1,17,756 MW and considering a retirement of coal based capacity of 22,716 MW with demand CAGR of 6.18% during

2017-22, only 6,445 MW coal based capacity would be required for the said period, whereas coal based capacity of 47,855 MW is at various stages of construction and is likely to be commissioned during 2017-22

- 2) In the alternate scenarios with demand CAGR of 7.18%, keeping the capacity addition from RES and Hydro, Retirement of units constant, it is observed that coal based capacity addition of 19,700 MW may be required during 2017-22. However, 47,855 MW of coal based plants are in different stages of construction and would yield benefit during 2017-22. With this capacity addition the energy demand and peak demand for 2021-22 would be fully met.
- 3) The PLF of the thermal plants would be influenced to the extent of achievement of capacity addition from RES, Hydro, etc. and retirement of units.
- 4) Significant quantum of capacity retirement would have a corresponding significant positive impact on the PLF of the thermal plants.

### 5.11.3 Analysis of Results (2022-27)

- 1) It may be seen that capacity addition to the tune of 46,420 MW will be required under the given set of parameters. This will be in addition to the 47,855 MW of coal based capacity which would likely benefit during 2017-22.
- 2) The excess coal based capacity available by March, 2022 would help to meet the increase in demand during 2022-27 resulting better utilisation of plants.
- 3) The additional capacity required for 2022-27 should be preferably from flexible sources of generation to meet the peaking, balancing and ramping requirements of the grid.
- 4) However, if this additional capacity comes from the coal based plants, the PLF of coal based power stations will be in the range of 61-62% by 2026-27.
- 5) If the additional capacity comes from other flexible sources, the PLF of the coal based plants would further increase.

## 5.12 CONCLUSIONS

- The Electricity demand projections considered for planning the capacity addition requirement, are as follows:

Year	Energy Requirement ( BU)	Peak Demand (MW)
2021-22	1,566	225.751
2026-27	2,047	298.774

These values are in accordance with the Report of 19<sup>th</sup> Electric Power Survey Committee.

- Considering the demand projections for the year 2021-22 as per the 19<sup>th</sup> EPS, committed capacity addition from Gas 406 MW, Hydro 6,823 MW, Nuclear 3,300 MW, RES 1,17,756 MW and likely retirement of 22,716 MW of coal based capacity during 2017-22, the study result reveals that coal based capacity addition of 6,445 MW is required during the period 2017-22. However, a total capacity of 47,855 MW coal based power projects are currently under different stages of construction and are likely to yield benefits during the period 2017-22. Thereby, the total capacity addition during 2017-22 is likely to be 1,76,140 MW.
- In view of the prevailing shortage of natural gas in the country, no additional gas based power plant has been planned during 2017-22, except the plants which are presently ready for commissioning /under construction. However, in case availability of natural gas improves, preference may be given to gas based power plants owing to their advantage in efficiently helping in balancing the Grid and reducing emissions.

- 
- Considering the demand projections for the year 2026-27 as per the 19<sup>th</sup> EPS, coal based capacity addition of 47,855 MW already under construction for benefits during 2017-22, committed capacity addition of Nuclear 6,800 MW, Hydro 12,000 MW, RES 1,00,000 MW and likely retirement of 25,572 MW of coal based capacity during 2022-27, study results reveals that capacity addition of 46,420 MW is required during the period 2022-27. This capacity addition required during 2022-27 as shown in the results is in fact the peaking capacity requirement to be met in the grid. This capacity requirement can be met from any conventional source of energy.
  - It is estimated that Generation from RES will contribute almost 20.1 % of the energy requirement in the year 2021-22.
  - Net Imports from neighbouring countries will increase from 4,356 MW in the year 2021-22 to 21,600 MW in the year 2026-27.
  - The actual CAGR of energy demand between the years 2012-13 to 2015-16 is 4.42%. However, the CAGR of energy demand between 2015-16 and 2021-22 has been estimated as 6.18%. This is substantially higher than that of the immediate past keeping in view secular increase in demand and increase due to implementation of PFA and other Government of India programs between the years 2017-22.
  - It has been assumed that Gas Power Plants will operate at minimum load as carried out presently during the off-peak hours and ramp up during the time of peaking requirement in the grid. This operation amounts to their combined PLF of around 37%. The gas requirement may decrease provided two shift operation during the day becomes feasible for Gas power stations.
  - Energy demand of 1566 BU and Peak Demand of 226 GW in March 2022 with CAGR of 6.18% look realistic and most likely to occur. Even with Energy Demand of 1641 BU and Peak Demand of 237 GW in March 2022 with CAGR of 7.18%, sufficient capacity would be available to meet the demand.
  - Even with the incidence of higher demand by 2021-22 like shifting of Captive load to the grid, there would be adequate capacity to take care of this increase in demand.
  - Any negative deviation with respect of capacity addition target from RES, Hydro, etc. would have positive impact on the PLF of the coal-based plants.
  - Similarly, any positive deviation of projected demand in future would have a positive impact on the PLF of the coal based plants.
  - Even retirement to the extent of 22,716 MW during 2017-22 due to strict implementation of environmental norms, would not likely pose any problem in meeting the demand during 2021-22.
  - It is envisaged that the rate of capacity addition particularly from coal based stations may outpace the rate of increase in demand during the period from 2017-22. The PLF of the coal based stations is likely to come down to around 56.5% by 2021-22 with the normal retirement of unit, likely demand with CAGR of 6.18% and 175 GW of capacity from RES. Any deviation of the above independent variable would have an impact on the PLF of the coal based stations as already mentioned above.
  - During the period of 2022-27, the PLF of the thermal plants shall progressively increase and would be hovering around 60-61% by 2026-27.
  - For any capacity addition from conventional sources in future, capability of flexibility of generation should be insisted upon.
-

- 
- The Hydro Power can also contribute significantly to meet balancing requirement of the grid but is constrained due to vagaries associated with seasonal inflows to the reservoir. Also, the hydro capacity will constitute around 10.7 % of the total Installed Capacity in 2022. The peaking requirement to be met from Gas may also reduce if the Government's policy push for Hydro Power Development is able to yield desired results.
-

## Annexure 5.1

**LIST OF HYDRO PROJECTS UNDER CONSTRUCTION/CONCURRED FOR LIKELY BENEFITS  
DURING 2017-22**

(All figures in MW)

<b>I Projects most likely to yield benefits during 2017-22, considered for Generation planning studies</b>						
<b>Sl. No.</b>	<b>Project Name</b>	<b>State</b>	<b>Agency</b>	<b>No. of Units x MW</b>	<b>Likely Benefits during 2017-22 (MW)</b>	<b>Status</b>
	<b>Central Sector</b>					
1	Kameng	Arunachal Pradesh	NEEPCO	4x150	600	Under construction
2	Parbati St. II	Himachal Pradesh	NHPC	4x200	800	Under construction
3	Kishanganga	Jammu & Kashmir	NHPC	3x110	330	Under construction
4	Tuirial	Mizoram	NEEPCO	2x30	60	Under construction
5	Tapovan Vishnugad	Uttarakhand	NTPC	4x130	520	Under construction
6	Tehri PSS	Uttarakhand	THDC	4x250	1,000	Under construction
7	Vishnugad Pipalkoti	Uttarakhand	THDC	4x111	444	Under construction
8	Rammam - III	West Bengal	NTPC	3x40	120	Under construction
9	Pare	Arunachal Pradesh	NEEPCO	2x55	110	Under construction
	<b>Central Sector Total</b>				<b>3,984</b>	
	<b>State Sector</b>					
1	Indira Sagar (Pollavaram MPP)	Andhra Pradesh	APID	12x80	960	Under construction
2	Sainj	Himachal Pradesh	HPPCL	2x50	100	Under construction
3	Shongtong Karcham	Himachal Pradesh	HPPCL	3x150	450	Under construction
4	Swara Kuddu	Himachal Pradesh	HPPCL	3x37	111	Under construction
5	Uhl-III	Himachal Pradesh	BVPC	3x33.3	100	Under construction
6	Pallivasal	Kerala	KSEB	2x30	60	Under construction
7	Pulichintala	Telengana	TSGENCO	4x30	90	Under construction
8	Vyasi	Uttarakhand	UJVNL	2x60	120	Under construction
9	New Umtru	Meghalaya	MePGCL	2x20	40	Commissioned
10	Parnai	J&K	JKSPDC	3x12.5	37.5	Under construction
11	Lower Kalnai	J&K	JKSPDC	2x24	48	Under construction

	<b>State Sector Total</b>				<b>2,116.5</b>	
	<b>Private Sector</b>					
1	Bajoli Holi	Himachal Pradesh	GMR	3x60	180	Under construction
2	Chanju I	Himachal Pradesh	IA Energy	3x12	12	1 Unit Under Construction
3	Dikchu	Sikkim	Sneha Kinetic	2x48	96	Commissioned
4	Rangit-II	Sikkim	SHPL	2x33	66	Under construction
5	Rongnichu	Sikkim	MBPCL	2x48	96	Under construction
6	Tashiding	Sikkim	Shiga Energy	2x48.5	97	Under construction
7	Phata Byung	Uttarakhand	LANCO	2x38	76	Under construction
8	Singoli Bhatwari	Uttarakhand	L&T	3x33	99	Under construction
	<b>Private Sector Total</b>				<b>722</b>	
	<b>Sub Total I</b>				<b>6,822.5</b>	
<b>II</b>	<b>Other Hydro projects which may come during 2017-22 but have not been considered for Generation Planning Studies(presently stalled due to various reasons)</b>					
	<b>Central Sector</b>					
1	Subansiri Lower	Arunachal Pradesh	NHPC	8x250	2,000	Under construction
	<b>Central Sector Total</b>				<b>2,000</b>	
	<b>State Sector</b>					
1	Thottiyar	Kerala	KSEB	1x30+1x10	40	Under construction
2	Koyna Left Bank PSS	Mahar	WRD, GO Mah.	2x40	80	Under construction
3	Shahpurkandi	Punjab	Irr. Deptt. & PSPCL	3x33+3x33+1x8	206	Under construction
	<b>State Sector Total</b>				<b>326</b>	
	<b>Private Sector</b>					
1	Gongri	Arunachal	DEPL	2x72	144	Under construction
2	Sorang	Himachal	HSPL	2x50	100	Under construction
3	Tangnu Romai- I	Himachal	TRPG	2x22	44	Under construction
4	Tidong-I	Himachal	M/s NSL	2x50	100	Under construction
5	Maheshwar	MP	SMHPCL	10x40	400	Under construction
6	Bhasmey	Sikkim	Gati	3x17	51	Under construction
7	Rangit-IV	Sikkim	Jal Power	3x40	120	Under construction

8	Teesta- VI	Sikkim	LANCO	4x125	500	Under construction
	<b>Private Sector Total</b>				<b>1,459</b>	
	<b>Subtotal II</b>				<b>3,785</b>	
	<b>TOTAL (I+II)</b>				<b>10,607.5</b>	

## Annexure 5.2

**LIST OF NUCLEAR PROJECTS UNDER CONSTRUCTION FOR LIKELY BENEFITS DURING 2017-22**

(All figures in MW)

Sl. No.	Project Name	State	Agency	No. of Units x MW	Likely Benefits during 2017-22 (MW)
1	Kakrapar Atomic Power Plant	Gujarat	NPCIL	2x700	1,400
2	Rajasthan Atomic Power Station	Rajasthan	NPCIL	2x700	1,400
3	PFBR	Tamil Nadu	Bhavini	1x500	500
	<b>Total (2017-22)</b>				<b>3,300</b>

**LIST OF GAS PROJECTS UNDER CONSTRUCTION FOR LIKELY BENEFITS DURING 2017-22**

Sl. No.	Project Name	State	Agency	No. of Units	Likely Benefits during 2017-22 (MW)
1	Namrup CCGT	Assam	APGCL / BHEL	ST	36.15
2	Yelahanka CCPP	Karnataka	KPCL	GT+ST	370
	<b>Total (2017-22)</b>				<b>406.15</b>

## Annexure 5.3

**LIST OF NUCLEAR PROJECTS UNDER CONSTRUCTION FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-27**  
**(All figures in MW)**

Sl. No.	Project Name	State	Agency	No. of Units x MW	Likely Benefits during 2022-27 (MW)
1	Kudankulam Nuclear Power Project (Expansion)	Tamil Nadu	NPCIL	4x1000	4,000
2	Gorakpur Haryana Anu Vidyut Pariyojana	Haryana	NPCIL	2x700	1,400
3	New PHWR*	Madhya Pradesh	NPCIL	2x700	1,400
	<b>Total (2022-27)</b>				<b>6,800</b>

\*Note :Procurement of Land in advance stage

## Annexure 5.4

**LIST OF COAL BASED PROJECTS UNDER CONSTRUCTION FOR LIKELY BENEFITS DURING  
2017-22 AS ON 31.03.2017**

S.No.	Project Name / Implementing Agency	Sector	Unit No	Cap. (MW)
	<b>CENTRAL SECTOR</b>			
1	Bongaigaon TPP/NTPC	C	U-3	250
2	Barh STPP-I /NTPC	C	U-1	660
3	Barh STPP-I /NTPC	C	U-2	660
4	Barh STPP-I /NTPC	C	U-3	660
5	Nabi Nagar TPP / JV of NTPC & Rly.	C	U-2	250
6	Nabi Nagar TPP / JV of NTPC & Rly.	C	U-3	250
7	Nabi Nagar TPP / JV of NTPC & Rly.	C	U-4	250
8	New Nabi Nagar TPP /JV of NTPC & BSPGCL	C	U-1	660
9	New Nabi Nagar TPP /JV of NTPC & BSPGCL	C	U-2	660
10	New Nabi Nagar TPP /JV of NTPC & BSPGCL	C	U-3	660
11	North Karanpura TPP/ NTPC	C	U-1	660
12	North Karanpura TPP/ NTPC	C	U-2	660
13	North Karanpura TPP/ NTPC	C	U-3	660
14	Kudgi STPP Ph-I/ NTPC	C	U-3	800
15	Solapur STPP/ NTPC	C	U-1	660
16	Solapur STPP/ NTPC	C	U-2	660
17	Gadarwara TPP/ NTPC	C	U-1	800
18	Gadarwara TPP/ NTPC	C	U-2	800
19	Khargone TPP/ NTPC	C	U-1	660
20	Khargone TPP/ NTPC	C	U-2	660
21	Darlipalli STPP/ NTPC	C	U-1	800
22	Darlipalli STPP/ NTPC	C	U-2	800
23	Neyveli New TPP/ NLC	C	U-1	500
24	Neyveli New TPP/ NLC	C	U-2	500
25	Telangana Ph-I/NTPC	C	U-1	800
26	Telangana Ph-I/NTPC	C	U-2	800
27	Lara STPP / NTPC	C	U-1	800
28	Lara STPP / NTPC	C	U-2	800
29	Meja STPP/ JV of NTPC & UPRVUNL	C	U-1	660
30	Meja STPP/ JV of NTPC & UPRVUNL	C	U-2	660
31	Tanda TPP/ NTPC	C	U-1	660
32	Tanda TPP/ NTPC	C	U-2	660
33	Ghatampur TPP/ NLC JV	C	U-1	660
34	Ghatampur TPP/ NLC JV	C	U-2	660
35	Ghatampur TPP/ NLC JV	C	U-3	660
35	Barsingsar TPP ext/NLC	C	U-1	250
36	Bithnok TPP /NLC	C	U-1	250
	<b>TOTAL (CENTRAL SECTOR)</b>			<b>22,900</b>
	<b>STATE SECTOR</b>			
1	Rayalaseema TPP St-IV / APGENCO	S	U-6	600
2	Dr N T Rao TPS St-V/APGENCO	S	U-1	800
3	Sri Damodaram TPS St-II/APGENCO	S	U-1	800
4	Barauni TPS Extn./ BSEB	S	U-8	250
5	Barauni TPS Extn./ BSEB	S	U-9	250
6	Wanakbori TPS Extn. / GSECL	S	U-8	800
7	Shri Singhaji TPP-II / MPGENCO	S	U-3	660
8	Shri Singhaji TPP-II / MPGENCO	S	U-4	660
9	Ib valley TPP / OPGCL	S	U-3	660
10	Ib valley TPP / OPGCL	S	U-4	660

11	Chhabra TPP Extn. / RRVUNL	S	U-5	660
12	Chhabra TPP Extn. / RRVUNL	S	U-6	660
13	Suratgarh TPS/ RRVUNL	S	U-7	660
14	Suratgarh TPS/ RRVUNL	S	U-8	660
15	Kothagudem TPS St-VII / TSGENCO	S	U-1	800
16	Bhadradi TPP / TSGENCO	S	U-1	270
17	Bhadradi TPP / TSGENCO	S	U-2	270
18	Bhadradi TPP / TSGENCO	S	U-3	270
19	Bhadradi TPP / TSGENCO	S	U-4	270
20	Ennore exp. SCTPP(Lanco) / TANGEDCO	S	U-1	660
21	Ennore SCTPP / TANGEDCO	S	U-1	660
22	Ennore SCTPP / TANGEDCO	S	U-2	660
23	North Chennai TPP St-III/TANGEDCO	S	U-1	800
24	Uppur SCTPP/TANGEDCO	S	U-1	800
25	Uppur SCTPP/TANGEDCO	S	U-2	800
26	Harduaganj Exp.-II TPP / UPRVUNL	S	U-1	660
27	Jawaharpur STPP/ UPRVUNL	S	U-1	660
28	Jawaharpur STPP/ UPRVUNL	S	U-2	660
29	Obra-C STPP/ UPRVUNL	S	U-1	660
30	Obra-C STPP/ UPRVUNL	S	U-2	660
	<b>TOTAL (STATE SECCTOR)</b>			<b>18,340</b>
	<b>PRIVATE SECTOR</b>			
1	Thamminapatnam TPP stage -II / Meenakshi Energy Pvt. Ltd.	P	U-3	350
2	Thamminapatnam TPP stage -II / Meenakshi Energy Pvt. Ltd.	P	U-4	350
3	Akaltara TPP (Naiyara) / KSK Mahandi Power Company Ltd.	P	U-3	600
4	Akaltara TPP (Naiyara) / KSK Mahandi Power Company Ltd.	P	U-4	600
	Nawapara TPP / TRN Energy Pvt Ltd	P	U-2	300
5	Binjkote TPP/ SKS Power Generation (Chhattisgarh) Ltd.	P	U-1	300
6	Binjkote TPP/ SKS Power Generation (Chhattisgarh) Ltd.	P	U-2	300
7	Nasik TPP Ph-I / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	P	U-3	270
8	Nasik TPP Ph-I / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	P	U-4	270
9	Nasik TPP Ph-I / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	P	U-5	270
10	Shirpur TPP/ Shirpur Power Pvt Ltd	P	U-1	150
11	Shirpur TPP/ Shirpur Power Pvt Ltd	P	U-2	150
12	Uchpinda TPP/ RKM Powergen. Pvt. Ltd.	P	U-3	360
13	Uchpinda TPP/ RKM Powergen. Pvt. Ltd.	P	U-4	360
14	Tuticorin TPP St-IV / SEPC	P	U-1	525
15	Prayagraj (Bara) TPP / PPGENCO	P	U-3	660
16	India Power TPP / Haldia Energy Ltd.	P	U-1	150
17	India Power TPP / Haldia Energy Ltd.	P	U-2	150
18	India Power TPP / Haldia Energy Ltd.	P	U-3	150
19	Utkal TPP/Ind Bharat	P	U-2	350
	<b>TOTAL (PRIVATE SECCTOR)</b>			<b>6,615</b>
	<b>GRAND TOTAL</b>			<b>47,855</b>

## Annexure 5.5

## LIST OF PROJECTS CONSIDERED FOR RETIREMENT BY MARCH, 2022

As on August, 2017

S.No.	Name of the Utility	Name of the Station	Unit No.	Capacity (MW)	Remarks
1	DPL	DPL TPS	3	70	
2	DPL	DPL TPS	4	75	
3	DPL	DPL TPS	5	75	
4	ASEB	Chandrapur TPS	1	30	
5	ASEB	Chandrapur TPS	2	30	
6	GSECL	Sikka TPS	1	120	
7	GSECL	Ukai TPS	1	120	
8	GSECL	Ukai TPS	2	120	
9	IPGCL	Rajghat TPS	1	67.5	
10	IPGCL	Rajghat TPS	2	67.5	
11	MPPGCL	Satpura TPS	6	200	
12	MPPGCL	Satpura TPS	7	210	
13	UPRVUNL	Harduaganj	5	60	Under s/d since Feb., 2015.
14	UPRVUNL	Obra TPS	8	94	
15	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	1	50	Units will be retired after commissioning of first unit of 2x500 MW TPS.
16	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	2	50	
17	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	3	50	
18	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	4	50	
19	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	5	50	
20	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	6	50	
21	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	7	100	
22	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	8	100	
23	NLC	Nevyeli Lignite TPS-I	9	100	
24	TSPGCL	Kothadudem TPS	1	60	Retirement of units is being expedited with the utility.
25	TSPGCL	Kothadudem TPS	2	60	
26	TSPGCL	Kothadudem TPS	3	60	
27	TSPGCL	Kothadudem TPS	4	60	
28	PSPCL	GND (Bathinda) TPS	1	110	Board approval by utility under process.
29	PSPCL	GND (Bathinda) TPS	2	110	
30	CSPGCL	DSPM Korba TPS	1	50	
31	CSPGCL	DSPM Korba TPS	2	50	
32	CSPGCL	DSPM Korba TPS	3	50	
33	CSPGCL	DSPM Korba TPS	4	50	
34	MPPGCL	Satpura TPS	8	210	
35	MPPGCL	Satpura TPS	9	210	
36	UPRVUNL	Obra TPS	1	40	
37	UPRVUNL	Obra TPS	2	50	
38	UPRVUNL	Panki TPS	3	105	Board Approval for retirement yet to be obtained. Replacement Proposal under consideration.
39	UPRVUNL	Panki TPS	4	105	

40	TSPGCL	Kothadudem TPS	5	120	Due to Power shortage in the state, Utility wants to run the plant till commissioning of 800 MW Super Critical unit for which order has been placed & which is expected to be commissioned in 2018-19.
41	TSPGCL	Kothadudem TPS	6	120	
42	TSPGCL	Kothadudem TPS	7	120	
43	TSPGCL	Kothadudem TPS	8	120	
44	TSPGCL	Ramagundem-B TPS	1	62.5	
45	PSPCL	Ropar TPS	1	210	Utility is exploring possibility to set up 3x800 MW super-critical Unit as replacement.
46	PSPCL	Ropar TPS	2	210	
47	PSPCL	Ropar TPS	3	210	
48	PSPCL	Ropar TPS	4	210	
49	MSPGCL	Koradi TPS	5	200	To be retired after completion of LE works of Unit-6.
50	PVUNL	Patraru TPS	4	50	Units could be retired after 800 MW Unit is commissioned.
51	PVUNL	Patraru TPS	6	100	
52	PVUNL	Patraru TPS	9	110	
53	PVUNL	Patraru TPS	10	110	
54	PVUNL	Patraru TPS	7	110	Under long shut down. Decision pending.
55	NTPC LTD.	Badarpur TPS	1	95	Decision by NTPC Board pending.
56	NTPC LTD.	Badarpur TPS	2	95	
57	NTPC LTD.	Badarpur TPS	3	95	
58	DVC	Chandrapur TPS	2	130	To be retired after augmentation of Transmission scheme. Proposed to be retired in 2019-20.
59	DVC	Chandrapur TPS	3	130	
	<b>TOTAL</b>			<b>5,926.5</b>	

## Annexure 5.5(A)

**LIST OF PROJECTS CONSIDERED FOR RETIREMENT AS PER NEW ENVIRONMENTAL NORMS**(Thermal station units without space for FGD installation and shall attain age of  $\geq 25$  years on 1/1/2022)

(as on August, 2017)

Sr. No.	Developer	Name of Project	Sector	State	Region	Unit No	Total Capacity
1	BSEB	BARAUNI TPS	State Sector	Bihar	ER	6	105
2	BSEB	BARAUNI TPS	State Sector	Bihar	ER	7	105
3	NTPC & Bihar	MUZAFFARPUR TPS	Central Sector	Bihar	ER	1	110
4	NTPC & Bihar	MUZAFFARPUR TPS	Central Sector	Bihar	ER	2	110
5	D.V.C	BOKARO `B` TPS	Central Sector	Jharkhand	ER	1	210
6	D.V.C	BOKARO `B` TPS	Central Sector	Jharkhand	ER	2	210
7	D.V.C	BOKARO `B` TPS	Central Sector	Jharkhand	ER	3	210
8	TenughatVN Ltd	TENUGHAT TPS	State Sector	Jharkhand	ER	1	210
9	TenughatVN Ltd	TENUGHAT TPS	State Sector	Jharkhand	ER	2	210
10	Ind barath	IND BARATH TPP	Private Sector	Odisha	ER	1	350
11	NTPC	TALCHER (OLD) TPS	Central Sector	Odisha	ER	1	60
12	NTPC	TALCHER (OLD) TPS	Central Sector	Odisha	ER	2	60
13	NTPC	TALCHER (OLD) TPS	Central Sector	Odisha	ER	3	60
14	NTPC	TALCHER (OLD) TPS	Central Sector	Odisha	ER	4	60
15	NTPC	TALCHER (OLD) TPS	Central Sector	Odisha	ER	5	110
16	NTPC	TALCHER (OLD) TPS	Central Sector	Odisha	ER	6	110
17	C.E.S.C. Pvt.	TITAGARH TPS	Private Sector	West Bengal	ER	1	60
18	C.E.S.C. Pvt.	TITAGARH TPS	Private Sector	West Bengal	ER	2	60
19	C.E.S.C. Pvt.	TITAGARH TPS	Private Sector	West Bengal	ER	3	60
20	C.E.S.C. Pvt.	TITAGARH TPS	Private Sector	West Bengal	ER	4	60
21	D.V.C	DURGAPUR TPS	Central Sector	West Bengal	ER	4	210
22	WBPDC	BAKRESWAR TPS	State Sector	West Bengal	ER	1	210
23	WBPDC	BAKRESWAR TPS	State Sector	West Bengal	ER	2	210
24	WBPDC	BAKRESWAR TPS	State Sector	West Bengal	ER	3	210
25	WBPDC	BAKRESWAR TPS	State Sector	West Bengal	ER	4	210
26	WBPDC	BAKRESWAR TPS	State Sector	West Bengal	ER	5	210

27	WBPDC	BANDEL TPS	State Sector	West Bengal	ER	1	60
28	WBPDC	BANDEL TPS	State Sector	West Bengal	ER	2	60
29	WBPDC	BANDEL TPS	State Sector	West Bengal	ER	3	60
30	WBPDC	BANDEL TPS	State Sector	West Bengal	ER	4	60
31	WBPDC	BANDEL TPS	State Sector	West Bengal	ER	5	210
32	NTPC	BADARPUR TPS	Central Sector	Delhi	NR	4	210
33	NTPC	BADARPUR TPS	Central Sector	Delhi	NR	5	210
34	HGP Corpn	PANIPAT TPS	State Sector	Haryana	NR	5	210
35	PSEB	GND TPS(BHATINDA)	State Sector	Punjab	NR	3	110
36	PSEB	GND TPS(BHATINDA)	State Sector	Punjab	NR	4	110
37	PSEB	ROPAR TPS	State Sector	Punjab	NR	5	210
38	PSEB	ROPAR TPS	State Sector	Punjab	NR	6	210
39	RRVUNL	KOTA TPS	State Sector	Rajasthan	NR	1	110
40	RRVUNL	KOTA TPS	State Sector	Rajasthan	NR	2	110
41	RRVUNL	KOTA TPS	State Sector	Rajasthan	NR	3	210
42	RRVUNL	KOTA TPS	State Sector	Rajasthan	NR	4	210
43	RRVUNL	KOTA TPS	State Sector	Rajasthan	NR	5	210
44	NTPC	TANDA TPS	Central Sector	Uttar Pradesh	NR	1	110
45	NTPC	TANDA TPS	Central Sector	Uttar Pradesh	NR	2	110
46	NTPC	TANDA TPS	Central Sector	Uttar Pradesh	NR	3	110
47	NTPC	TANDA TPS	Central Sector	Uttar Pradesh	NR	4	110
48	UPRVUNL	HARDUAGANJ TPS	State Sector	Uttar Pradesh	NR	7	105
49	UPRVUNL	OBRA TPS	State Sector	Uttar Pradesh	NR	7	94
50	UPRVUNL	PARICHHA TPS	State Sector	Uttar Pradesh	NR	1	110
51	UPRVUNL	PARICHHA TPS	State Sector	Uttar Pradesh	NR	2	110
52	APGENCO	Dr. N.TATA RAO TPS	State Sector	Andhra Pradesh	SR	1	210
53	APGENCO	Dr. N.TATA RAO TPS	State Sector	Andhra Pradesh	SR	2	210
54	APGENCO	Dr. N.TATA RAO TPS	State Sector	Andhra Pradesh	SR	3	210
55	APGENCO	Dr. N.TATA RAO TPS	State Sector	Andhra Pradesh	SR	4	210
56	APGENCO	Dr. N.TATA RAO TPS	State Sector	Andhra Pradesh	SR	5	210
57	APGENCO	Dr. N.TATA RAO TPS	State Sector	Andhra Pradesh	SR	6	210
58	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	1	210
59	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	2	210
60	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	3	210
61	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	4	210
62	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	5	210
63	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	6	210
64	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	7	210
65	KPCL	RAICHUR TPS	State Sector	Karnataka	SR	8	250
66	Ind barath	TUTICORIN (P) TPP	Private Sector	Tamil Nadu	SR	1	150

67	Ind barath	TUTICORIN (P) TPP	Private Sector	Tamil Nadu	SR	2	150
68	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI ( EXT) TPS	Central Sector	Tamil Nadu	SR	1	210
69	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI ( EXT) TPS	Central Sector	Tamil Nadu	SR	2	210
70	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	1	210
71	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	2	210
72	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	3	210
73	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	4	210
74	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	5	210
75	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	6	210
76	NEYVELI LIGNITE	NEYVELI TPS- II	Central Sector	Tamil Nadu	SR	7	210
77	TNEB	METTUR TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	1	210
78	TNEB	METTUR TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	2	210
79	TNEB	METTUR TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	3	210
80	TNEB	METTUR TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	4	210
81	TNEB	NORTH CHENNAI TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	1	210
82	TNEB	NORTH CHENNAI TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	2	210
83	TNEB	NORTH CHENNAI TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	3	210
84	TNEB	TUTICORIN TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	1	210
85	TNEB	TUTICORIN TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	2	210
86	TNEB	TUTICORIN TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	3	210
87	TNEB	TUTICORIN TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	4	210
88	TNEB	TUTICORIN TPS	State Sector	Tamil Nadu	SR	5	210
89	TSGENCO	KOTHAGUDEM TPS (NEW)	State Sector	Telangana	SR	9	250
90	TSGENCO	KOTHAGUDEM TPS (NEW)	State Sector	Telangana	SR	10	250
91	CSPGCL	KORBA-III	State Sector	Chhattisgarh	WR	1	120
92	CSPGCL	KORBA-III	State Sector	Chhattisgarh	WR	2	120
93	CSPGCL	KORBA-WEST TPS	State Sector	Chhattisgarh	WR	1	210
94	CSPGCL	KORBA-WEST TPS	State Sector	Chhattisgarh	WR	2	210
95	CSPGCL	KORBA-WEST TPS	State Sector	Chhattisgarh	WR	3	210
96	CSPGCL	KORBA-WEST TPS	State Sector	Chhattisgarh	WR	4	210
97	GSECL	SIKKA REP. TPS	State Sector	Gujarat	WR	2	120
98	Torrent Power Generation Ltd.,	SABARMATI	Private Sector	Gujarat	WR	15	30

99	Torrent Power Generation Ltd.,	SABARMATI	Private Sector	Gujarat	WR	16	30
100	Gupta Energy P L	GEPL TPP Ph-I	Private Sector	Maharashtra	WR	1	60
101	Gupta Energy P L	GEPL TPP Ph-I	Private Sector	Maharashtra	WR	2	60
	<b>TOTAL</b>						<b>16,789 MW</b>

## Annexure 5.6

**LIST OF PROJECTS CONSIDERED FOR RETIREMENT DURING 2022-27**

(Thermal station units which shall attain age of =&gt;25 years on 1/1/2022)

(as on August,2017)

Sr. No.	Developer	Name of Project	Sector	State	Region	Unit No	Total Capacity
Sr. No.	Developer	Name of Project	Sector	State	Region	Unit No	Total Capacity
1	NTPC	KAHALGAON TPS	C	Bihar	ER	1	210
2	NTPC	KAHALGAON TPS	C	Bihar	ER	2	210
3	NTPC	KAHALGAON TPS	C	Bihar	ER	3	210
4	NTPC	KAHALGAON TPS	C	Bihar	ER	4	210
5	NTPC	TALCHER STPS	C	Odis.	ER	1	500
6	NTPC	TALCHER STPS	C	Odis.	ER	2	500
7	OPGCLtd	IB VALLEY TPS	S	Odis.	ER	1	210
8	OPGCLtd	IB VALLEY TPS	S	Odis.	ER	2	210
9	C.E.S.C. Pvt.	SOUTHERN REPL.	P	WB	ER	1	68
10	C.E.S.C. Pvt.	SOUTHERN REPL	P	WB	ER	2	68
11	D.P.L.	D.P.L. TPS	S	WB	ER	6	110
12	D.V.C	MEJIA TPS	C	WB	ER	1	210
13	D.V.C	MEJIA TPS	C	WB	ER	2	210
14	NTPC	FARAKKA STPS	C	WB	ER	1	200
15	NTPC	FARAKKA STPS	C	WB	ER	2	200
16	NTPC	FARAKKA STPS	C	WB	ER	3	200
17	NTPC	FARAKKA STPS	C	WB	ER	4	500
18	NTPC	FARAKKA STPS	C	WB	ER	5	500
19	WBPDC	KOLAGHAT TPS	S	WB	ER	1	210
20	WBPDC	KOLAGHAT TPS	S	WB	ER	2	210
21	WBPDC	KOLAGHAT TPS	S	WB	ER	3	210
22	WBPDC	KOLAGHAT TPS	S	WB	ER	4	210
23	WBPDC	KOLAGHAT TPS	S	WB	ER	5	210
24	WBPDC	KOLAGHAT TPS	S	WB	ER	6	210
25	NTPC	DADRI (NCTPP)	C	UP	NR	1	210
26	NTPC	DADRI (NCTPP)	C	UP	NR	2	210
27	NTPC	DADRI (NCTPP)	C	UP	NR	3	210
28	NTPC	DADRI (NCTPP)	C	UP	NR	4	210
29	NTPC	RIHAND STPS	C	UP	NR	1	500
30	NTPC	RIHAND STPS	C	UP	NR	2	500
31	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	1	200
32	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	2	200
33	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	3	200
34	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	4	200
35	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	5	200
36	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	6	500

37	NTPC	SINGRAULI STPS	C	UP	NR	7	500
38	NTPC	UNCHAHAR TPS	C	UP	NR	1	210
39	NTPC	UNCHAHAR TPS	C	UP	NR	2	210
40	UPRVUNL	ANPARA TPS	S	UP	NR	1	210
41	UPRVUNL	ANPARA TPS	S	UP	NR	2	210
42	UPRVUNL	ANPARA TPS	S	UP	NR	3	210
43	UPRVUNL	ANPARA TPS	S	UP	NR	4	500
44	UPRVUNL	ANPARA TPS	S	UP	NR	5	500
45	UPRVUNL	OBRA TPS	S	UP	NR	9	200
46	UPRVUNL	OBRA TPS	S	UP	NR	10	200
47	UPRVUNL	OBRA TPS	S	UP	NR	11	200
48	UPRVUNL	OBRA TPS	S	UP	NR	12	200
49	UPRVUNL	OBRA TPS	S	UP	NR	13	200
50	APGENCO	RAYALASEEMA TPS	S	AP	SR	1	210
51	APGENCO	RAYALASEEMA TPS	S	AP	SR	2	210
52	NTPC	RAMAGUNDEM STPS	C	Telang.	SR	1	200
53	NTPC	RAMAGUNDEM STPS	C	Telang.	SR	2	200
54	NTPC	RAMAGUNDEM STPS	C	Telang.	SR	3	200
55	NTPC	RAMAGUNDEM STPS	C	Telang.	SR	4	500
56	NTPC	RAMAGUNDEM STPS	C	Telang.	SR	5	500
57	NTPC	RAMAGUNDEM STPS	C	Telang.	SR	6	500
58	NTPC	KORBA STPS	C	Chhatt.	WR	1	200
59	NTPC	KORBA STPS	C	Chhatt.	WR	2	200
60	NTPC	KORBA STPS	C	Chhatt.	WR	3	200
61	NTPC	KORBA STPS	C	Chhatt.	WR	4	500
62	NTPC	KORBA STPS	C	Chhatt.	WR	5	500
63	NTPC	KORBA STPS	C	Chhatt.	WR	6	500
64	GSECL	GANDHI NAGAR TPS	S	Guj.	WR	3	210
65	GSECL	GANDHI NAGAR TPS	S	Guj.	WR	4	210
66	GSECL	KUTCH LIG. TPS	S	Guj.	WR	1	70
67	GSECL	KUTCH LIG. TPS	S	Guj.	WR	2	70
68	GSECL	KUTCH LIG. TPS	S	Guj.	WR	3	75
69	GSECL	UKAI TPS	S	Guj.	WR	3	200
70	GSECL	UKAI TPS	S	Guj.	WR	4	200
71	GSECL	UKAI TPS	S	Guj.	WR	5	210
72	GSECL	WANAKBORI TPS	S	Guj.	WR	1	210

73	GSECL	WANAKBORI TPS	S	Guj.	WR	2	210
74	GSECL	WANAKBORI TPS	S	Guj.	WR	3	210
75	GSECL	WANAKBORI TPS	S	Guj.	WR	4	210
76	GSECL	WANAKBORI TPS	S	Guj.	WR	5	210
77	GSECL	WANAKBORI TPS	S	Guj.	WR	6	210
78	Torrent	SABARMATI	P	Guj.	WR	1	120
79	Torrent	SABARMATI	P	Guj.	WR	2	121
80	Torrent	SABARMATI	P	Guj.	WR	3	121
81	MPPGCL	SANJAY GANDHI TPS	S	MP	WR	1	210
82	MPPGCL	SANJAY GANDHI TPS	S	MP	WR	2	210
83	NTPC	VINDHYACHAL STPS	C	MP	WR	1	210
84	NTPC	VINDHYACHAL STPS	C	MP	WR	2	210
85	NTPC	VINDHYACHAL STPS	C	MP	WR	3	210
86	NTPC	VINDHYACHAL STPS	C	MP	WR	4	210
87	NTPC	VINDHYACHAL STPS	C	MP	WR	5	210
88	NTPC	VINDHYACHAL STPS	C	MP	WR	6	210
89	MAHAGENCO	BHUSAWAL TPS	S	Maha	WR	2	210
90	MAHAGENCO	BHUSAWAL TPS	S	Maha	WR	3	210
91	MAHAGENCO	CHANDRAPUR STPS	S	Maha	WR	3	210
92	MAHAGENCO	CHANDRAPUR STPS	S	Maha	WR	4	210
93	MAHAGENCO	CHANDRAPUR STPS	S	Maha	WR	5	500
94	MAHAGENCO	CHANDRAPUR STPS	S	Maha	WR	6	500
95	MAHAGENCO	KHAPARKHEDA TPS	S	Maha	WR	1	210
96	MAHAGENCO	KHAPARKHEDA TPS	S	Maha	WR	2	210
97	MAHAGENCO	KORADI TPS	S	Maha	WR	6	210
98	MAHAGENCO	KORADI TPS	S	Maha	WR	7	210
99	MAHAGENCO	NASIK TPS	S	Maha	WR	3	210
100	MAHAGENCO	NASIK TPS	S	Maha	WR	4	210
101	MAHAGENCO	NASIK TPS	S	Maha	WR	5	210
102	MAHAGENCO	PARLI TPS	S	Maha	WR	4	210
103	MAHAGENCO	PARLI TPS	S	Maha	WR	5	210
	TOTAL						25,572

## Annexure 5.7

**LIST OF PROJECTS OF HYDRO IMPORTS FROM NEIGHBOURING COUNTRIES DURING  
2017-22**

(All Figures in MW)

Sl. No.	Plant Name	Country	Capacity (MW)
1	Chuka	Bhutan	336
2	Tala	Bhutan	1,020
3	Kuruchu	Bhutan	60
4	Puntsagchu-I	Bhutan	1,200
5	Puntsagchu-II	Bhutan	1,020
6	Mangdechu	Bhutan	720
	<b>Total</b>		<b>4,356</b>

## Annexure 5.8

## LIST OF THERMAL PROJECTS UNCERTAIN FOR BENEFITS DURING 2017-22

Sl. No.	Project Name	Fuel	State	Agency	Unit No.	Likely Benefits during 2017-22 (MW)
1	Panduranga CAPP	Gas	Andhra Pradesh	Panduranga Pvt. Ltd.	Module 1	116
2	RVK Gas Engine	Gas	Andhra Pradesh	Rajahmundry Pvt.Ltd	GE 1-4	38
3	RVK Gas Engine	Gas	Andhra Pradesh	Rajahmundry Pvt.Ltd	GE 5-8	38
4	RVKCCPP	Gas	Andhra Pradesh	Rajahmundry Pvt.Ltd	Module 1 -3	360
5	Samalkot CAPP-II	Gas	Andhra Pradesh	Reliance Power	Module 1-6	2400
6	Astha Gas Engines	Gas	Telangana	Astha	4 Engines	34.88
7	Ind Barath Gas Project	Gas	Tamil Nadu	Ind Barath	Block I	65
8	Beta CAPP	Gas	Uttarakhand	BIPL	GT+ST	225
9	Kashipur CAPP-II	Gas	Uttarakhand	Sravanthi Energy Pvt. Ltd	GT+ST	225
	<b>Sub-total (GAS)</b>					<b>3,501.88</b>
10	Bhavanapadu TPP Ph-I	Coal	Andhra Pradesh	East Coast Energy Ltd.	U 1,2	1320
11	Singhitarai TPP	Coal	Chhattisgarh	Athena Chhattisgarh Power Ltd.	U 1,2	1200
12	Matrishri Usha TPP Ph-I	Coal	Jharkhand	Corporate Power Ltd.	U 1,2	540
13	Tori TPP PH-I	Coal	Jharkhand	Essar Power Ltd.	U 1,2	1200
14	Lanco Babandh TPP	Coal	Odisha	LBP Ltd	U 1,2	1320
15	Lanco Vidarbha TPP	Coal	Maharashtra	LVP Pvt. Ltd.	U 1,2	1320
16	Malibrahmani TPP	Coal	Odisha	MPCL	U 1,2	1050
17	Akaltara TPP (Naiyara)	Coal	Chhattisgarh	KSK Mahandi Power Company Ltd.	U 5,6	1200
	<b>Sub-total(COAL)</b>					<b>9,150</b>
	<b>Total Thermal</b>					<b>12,651.88</b>

## Annexure 5.9

## LIST OF THERMAL PROJECTS UNDER VARIOUS STAGES LIKELY TO COME BEYOND 2021-

22

S. No	Project Name / Implementing Agency	Unit No	Cap. (MW)	Fuel
	<b>Central Sector</b>			
1	Patratu /NTPC	U-1	800	Coal
2	Patratu /NTPC	U-2	800	Coal
3	Patratu /NTPC	U-3	800	Coal
4	Raghunathpur St-II/DVC	U-1	660	Coal
5	Raghunathpur St-II/DVC	U-2	660	Coal
6	Katwa/ NTPC	U-1	800	Coal
7	Katwa/ NTPC	U-2	800	Coal
8	Barethi/NTPC	U-1	800	Coal
9	Barethi/NTPC	U-2	800	Coal
10	Pudimdaka/NTPC	U-1	1000	Coal
11	Pudimdaka/NTPC	U-2	1000	Coal
12	Pudimdaka/NTPC	U-3	1000	Coal
13	Pudimdaka/NTPC	U-4	1000	Coal
14	Bhilur/NTPC	U-1	660	Coal
15	Bhilur/NTPC	U-2	660	Coal
16	Teiangana St II/ NTPC	U-1	800	Coal
17	Teiangana St II/ NTPC	U-2	800	Coal
18	Teiangana St II/ NTPC	U-3	800	Coal
19	Lara StI/ NTPC	U-1	800	Coal
20	Lara StI/ NTPC	U-2	800	Coal
21	Lara StI/ NTPC	U-3	800	Coal
22	Buxar/ SJVN	U-1	660	Coal
23	Buxar/ SJVN	U-2	660	Coal
24	THDC	U-1	660	Coal
25	THDC	U-2	660	Coal
26	Sirkali/ NLC	U-1	660	Coal
27	Sirkali/ NLC	U-2	660	Coal
28	Sirkali/ NLC	U-3	660	Coal
29	Pirpainti/ PBCPL	U-1	660	Coal
30	Pirpainti/ PBCPL	U-2	660	Coal
31	Lakhisarai/LBCPL	U-1	660	Coal
32	Lakhisarai/LBCPL	U-2	660	Coal
33	Bhaiathan/ ICPL	U-1	660	Coal
34	Bhaiathan/ ICPL	U-2	660	Coal
35	Pench/NTPC	U-1	660	Coal
36	Pench/NTPC	U-2	660	Coal
37	Margherita/NEEPCO	U-1	660	Coal
38	MCL	U-1	660	Coal
39	MCL	U-2	660	Coal
	<b>Subtotal (Central Sector)</b>		<b>28,920</b>	
	<b>State Sector</b>			
40	Obra "C"/UPRVUNL	U-1	660	Coal
41	Obra "C"/UPRVUNL	U-2	660	Coal
42	Jawaharpur/ UPRVUNL	U-1	660	Coal

43	Jawaharpur/ UPRVUNL	U-2	660	Coal
44	Panki Extr/ UPRVUNL	U-1	660	Coal
45	Hazipur/ PSPCL	U-1	660	Coal
46	Hazipur/ PSPCL	U-2	660	Coal
47	Edlapur/ KPCL	U-1	800	Coal
48	DCRTPP (Yamunanagar)/ HPGCL	U-1	660	Coal
49	Panipat / HPGCL	U-1	800	Coal
50	Korba South	U-1	1000	Coal
51	Satpura/ MPPGCL	U-1	660	Coal
52	Nasik / MSPGCL	U-6	660	Coal
53	Bhusawal / MSPGCL	U-6	660	Coal
54	Duwasan/ GSECL	U-1	660	Coal
55	Duwasan/ GSECL	U-2	660	Coal
56	Sinor/ GSECL	U-2	660	Coal
57	Udangudi St-I/ TANGEDCO	U-1	660	Coal
58	Udangudi St-I/ TANGEDCO	U-2	660	Coal
59	Srikakulam/ APGENCO	U-1	800	Coal
60	Srikakulam/ APGENCO	U-2	800	Coal
61	Srikakulam/ APGENCO	U-3	800	Coal
62	Tenughat/ TVNL	U-1	660	Coal
63	Tenughat/ TVNL	U-2	660	Coal
64	Kamakhyanagar/OTPCl	U-1	800	Coal
65	Kamakhyanagar/OTPCl	U-2	800	Coal
66	Kamakhyanagar/OTPCl	U-3	800	Coal
67	Bakreshwar/ WBPDC	U-6	660	Coal
68	Santalidih/ WBPDC	U-7	660	Coal
	<b>Subtotal (State Sector)</b>		<b>20,600</b>	
	<b>Private Sector</b>			
69	Binjkote TPP/ SKS Power Generation (Chhattisgarh) Ltd.	U-3	300	Coal
70	KVK Nilanchal TPP/ KVK Nilanchal	U-2	350	Coal
71	KVK Nilanchal TPP/ KVK Nilanchal	U-3	350	Coal
72	Nasik TPP Ph-II / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	U-1	270	Coal
73	Nasik TPP Ph-II / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	U-2	270	Coal
74	Nasik TPP Ph-II / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	U-3	270	Coal
75	Nasik TPP Ph-II / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	U-4	270	Coal
76	Nasik TPP Ph-II / Ratan India Nasik Power Pvt. Ltd.	U-5	270	Coal
77	Amravati TPP Ph-II / Ratan India Power Pvt. Ltd.	U-1	270	Coal
78	Amravati TPP Ph-II / Ratan India Power Pvt. Ltd.	U-2	270	Coal
79	Amravati TPP Ph-II / Ratan India Power Pvt. Ltd.	U-3	270	Coal
80	Amravati TPP Ph-II / Ratan India Power Pvt. Ltd.	U-4	270	Coal
81	Amravati TPP Ph-II / Ratan India Power Pvt. Ltd.	U-5	270	Coal
82	Tori / Essar Power	U-3	600	Coal
83	Visa / Visa Power	U-2	660	Coal
84	Dhenkanal/ CESC	U-1	660	Coal
85	Dhenkanal/ CESC	U-2	660	Coal

86	Matrishri Usha Ph-I / Corporate Power Ltd.	U-1	270	Coal
87	Matrishri Usha Ph-I / Corporate Power Ltd.	U-2	270	Coal
88	Kawai Ext	U-1	800	
89	Kawai Ext	U-2	800	
90	Udipi Ext	U-1	800	
91	Udipi Ext	U-2	800	Coal
92	Jharkhand	U-1	800	
93	Jharkhand	U-2	800	
94	Pench	U-1	660	
95	Pench	U-2	660	
96	Dahej	U-1	660	
97	Dahej	U-2	660	
98	Dahej	U-3	660	
99	Dahej	U-4	660	
100	Badreshwar	U-1	660	
101	Badreshwar	U-2	660	
102	Badreshwar	U-3	660	
103	Badreshwar	U-4	660	
104	Badreshwar	U-5	660	
	<b>Subtotal (Private Sector)</b>		<b>18,880</b>	
	<b>5 UMPPs</b>		<b>20,000</b>	
	<b>TOTAL</b>		<b>88,400</b>	

---

## CHAPTER 6

### RENEWABLE ENERGY SOURCES

---

#### 6.0 INTRODUCTION

The World Energy Forum has predicted that fossil-based oil, coal and gas reserves will be exhausted in less than another 10 decades. This coupled with the urgent need of arresting the adverse climatic changes has forced planners and policy makers to look for alternate sources.

The 2015 United Nation Climate Conference in Paris is a milestone in global climatic co-operation. It reaffirmed the need to have a rapid and global transition to renewable energy technologies to achieve sustainable development and avoid catastrophic climatic change. 195 countries adopted the first universal, legally binding global climate deal.

In fact, many of the countries throughout the world have already embraced renewable energy technologies significantly in order to meet their electricity demand and reduce emissions.

#### 6.1 GLOBAL SCENERIO OF ELECTRICITY GENERATION FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES

The International Energy Agency's World Energy Outlook projects a growth of renewable energy supply from 1,700 GW in 2014 to 4,550 GW in 2040 on a global basis.

Global renewable generation capacity at the end of 2015 stood at 1,985 GW. 152 GW renewable generation capacity was added in 2015. The growth in renewable capacity addition during 2015 was 8.3%. Share of Asia in renewable capacity addition in 2015 was 58%. (Source: IRENA)

In 2015, **California** received over 20% of its electricity from renewable energy (excluding large hydro). By 2020, California's Renewable Portfolio Standard Policy requires a 33% share of renewables.

In October 2015, the Government of **Argentina** passed a new law to raise the share of renewables to 20% by 2025, and this includes a number of new measures to realize this target.

**Germany** is a global leader in adopting high share of renewable energy. Renewables already provide close to 30% of Germany's power on an average basis. On some peak days in 2014, solar and wind alone supplied close to 80% of peak power demand at specific times of the day. Germany is targeting a 50% share of renewables by 2030 and 80% by 2050 and planned to phase out nuclear power by 2022.

**Denmark** is a world leader in wind power, with 39% of the country's electricity coming from wind in 2015. Denmark is targeting 50% of its electricity from wind power by 2020, and 100% of its electricity from all forms of renewables by 2035.

In December 2014, the **Turkish** Government approved its National Renewable Energy Action Plan, targeting a 30% renewable energy share in power generation and 10% in transport by 2023.

The **European Union (EU)** as a whole had a 27% renewable share in 2014.

Among developing countries, China, India, South Africa, and several other countries have already initiated ambitious plans of capacity addition from Renewable Energy Sources (RES).

**China's** solar PV target for 2015 increased from 17.8 GW to 23.1 GW, which includes projects that began construction in 2015 and will be commissioned by the end of June 2016. This increase suggests that the 2020 target could be revised upward from 100 to 150 GW for solar PV and from 200 to 250 GW for wind, with strong interest and engagement from provinces.

In October 2015, the **Association of Southeast Asian Nations (ASEAN)** set a 23% renewable energy target for primary energy to be reached by 2025.

In early 2015, the **Economic Community of West African States (ECOWAS)** released its region-specific renewable electricity target of 75.6 terawatt-hours (TWh), which would be 31% of total generation in 2030.

In India, as on 31<sup>st</sup> March, 2017, the total RES capacity was 57,244.24 MW out of total installed generation capacity of 326,832.6 MW. This represents almost 17.5% of the total installed capacity. An Action Plan has been formulated by Government of India for achievement of a total capacity of 1,75,000 MW from Renewable Energy Sources by March, 2022.

---

## 6.2 RENEWABLE ENERGY SOURCES

Renewable energy sources are those that are continually replenished by nature and derived directly from the sun (such as thermal, photo-chemical, and photo-electric), indirectly from the sun (such as wind, hydropower, and photosynthetic energy stored in biomass), or from other natural movements and mechanism of the environment (such as geothermal and tidal energy). This includes electricity and heat generated from solar, wind, ocean, hydropower, biomass, geothermal resources and biofuels.

A description of the dominant forms of Renewable Energy Sources is outlined below:-

### 6.2.1 Solar Power

Solar energy generation involves the use of the sun's energy to provide hot water via solar thermal system or electricity via solar photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) systems. These technologies are technically well proven with numerous systems installed around the world over the last few decades.

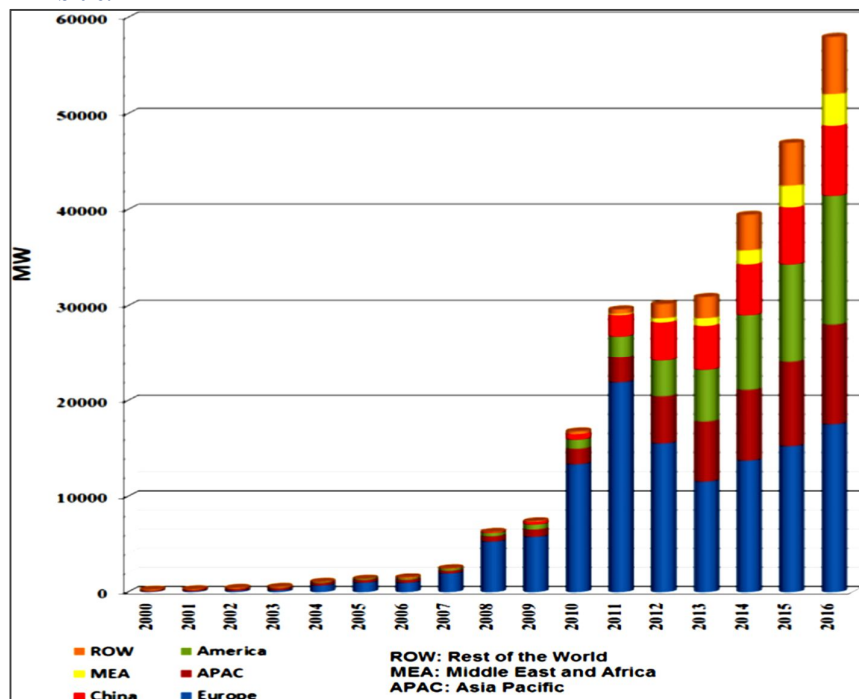
#### 6.2.1.1 Solar Photovoltaic

Solar photovoltaic (PV) systems directly convert solar energy into electricity. The basic building block of a PV system is the PV cell, which is a semiconductor device that converts solar energy into direct-current electricity. PV module is formed by interconnecting a large number of PV cells. The PV modules are combined with a set of application-dependent system components to form a PV system. Modular PV systems are linked together to provide power ranging from a few watts to tens of megawatts.

The most established solar PV technologies are silicon based systems. More recently, thin film modules consisting of non-silicon semiconductor materials have become important. Thin films generally have a lower efficiency than silicon modules. However, price per unit of capacity is lower in thin films.

Solar PV has the advantage of economies of scale as module manufacturing can be done in large plants. Further, in addition to direct sunlight, it can use diffused sunlight which helps it to produce power when sky is not clear. **Exhibit 6.1** shows global annual PV market till 2016.

**Exhibit 6.1**



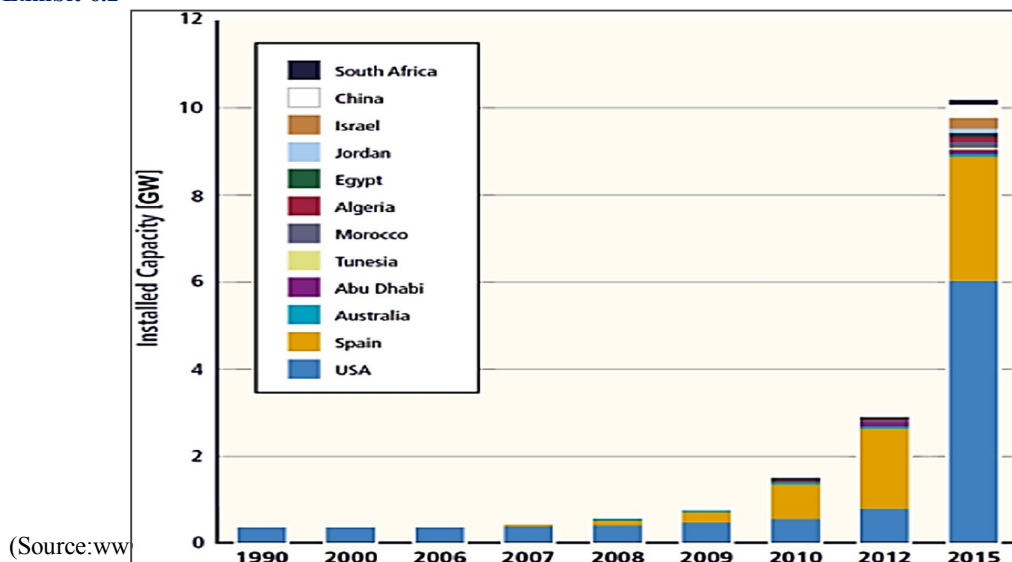
(Source: European Photovoltaic Industry Association, (www.epia.org)).

### 6.2.1.2 Concentrated Solar Power

In Concentrated Solar Power (CSP) technology, a concentrated direct beam solar irradiance is used to heat a liquid, solid or gas that is used in a downstream process for electricity generation. Large scale CSP plants most commonly concentrate sunlight by reflection, as opposed to refraction with lenses. Concentration is done on to a line (linear focus) as in central receiver or on a dish system. CSP technology can be used to produce electricity from small distributed systems of tens of kW to large centralized power station of hundreds of MW.

**Exhibit 6.2** shows the global installed and planned Concentrated Solar Power (CSP) capacity distributed by country.

**Exhibit 6.2**



### 6.2.2 Wind Power

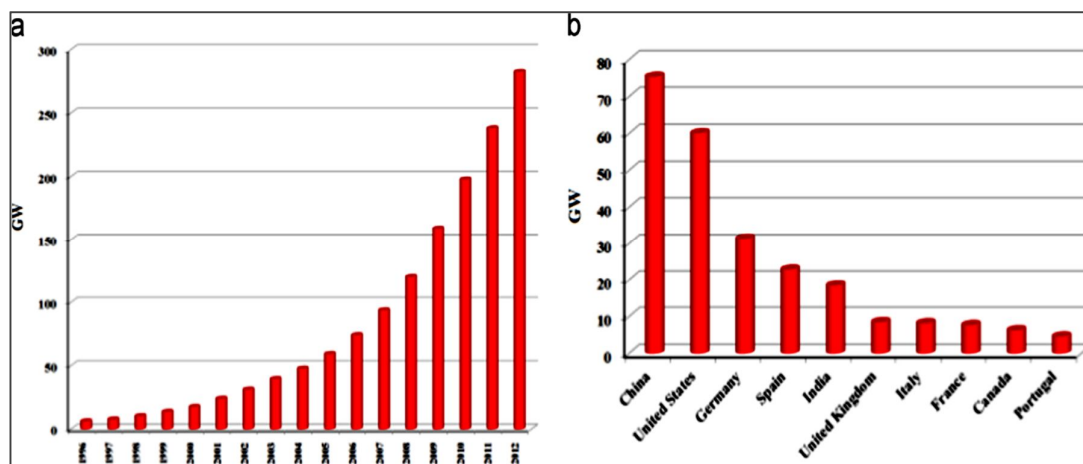
Wind power is produced through conversion of kinetic energy associated with wind to mechanical energy first and then to electrical energy. The amount of kinetic energy in the wind that is theoretically available for extraction increases with the cube of the wind speed. However, a turbine only captures a fraction of that available energy (40-50%). In order to maximize energy capture, turbine designs, including materials used for turbine, blade sizes etc., have been undergoing changes. The objective has been to minimize total cost of power produced from wind turbine by capturing maximum wind energy and efficient conversion thereof into reliable electrical energy.

Electrical conversion system is very important as far as reliability is concerned. For large grid-connected turbines, electrical conversion system comes in different forms:

- i) Fixed Speed Induction Generators
- ii) Variable Speed Machines.

The fixed speed induction generator wind turbines are net consumers of reactive power that has to be supplied by the electric network. These turbines can provide real and reactive power as well as some fault ride-through capability, all of which are required by electric network operators.

**Exhibit 6.3** shows the global installed wind power capacity as well as installed capacity of top 10 wind power generating countries.

**Exhibit 6.3**

(a) Wind power total world capacity, 1996–2012, (b) wind power capacity, top 10 countries, 2012

(Source: REN21, Renewables 2013: global status report ([www.ren21.net](http://www.ren21.net)))

### 6.2.3 Biomass Power

Biomass energy is the use of living and recently dead biological material as an energy source. As an energy source, biomass can either be used directly via combustion to produce heat, or indirectly after converting it to various forms of bio fuel. Most of today's biomass power plants are direct-fired systems, which are similar to most fossil-fuel fired power plants. The renewable biomass fuels are converted to heat and then to electricity. Theoretically, it is a carbon neutral source of energy.

The biomass used for electricity generation range from forest by-products (wood residues), agricultural waste (sugar cane residue & rice husk) and animal husbandry residues (poultry litter etc.).

### 6.2.4 Small Hydro Power

Small hydro power plants utilize the flow of water to rotate the blades of the turbine which in turn drives the generator for producing electrical energy. The amount of energy generated depends on the amount of water flowing through the turbine as well as the size of the turbine. Small hydro power plants are generally used as standalone power systems in remote areas.

### 6.2.5 Wave and Tidal Power

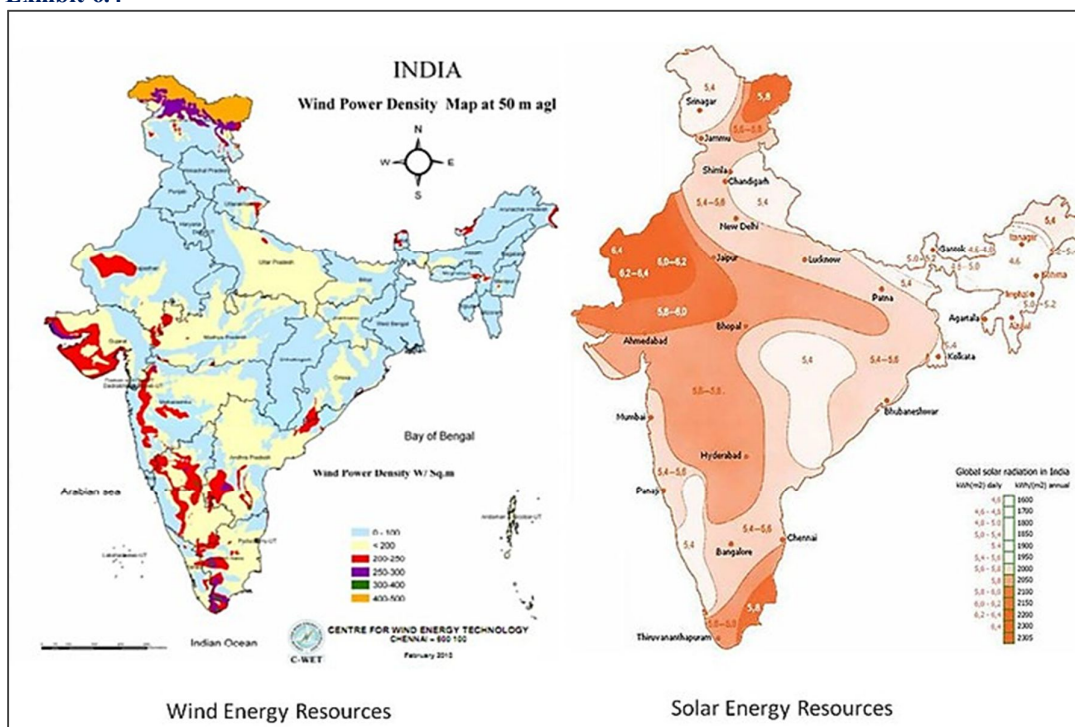
Wave power, which captures the energy of ocean surface waves, and tidal power, which converts the energy of tides, are two forms of hydro power with future potential. However, they are not yet widely employed commercially.

## 6.3 POTENTIAL OF RENEWABLE ENERGY GENERATION IN INDIA

In order to arrest the climate change and in view of the depleting conventional energy sources, India is taking firm steps towards the development of renewable energy. India has significant potential of electricity generation from Renewable Energy Sources (RES). The Renewable Energy (RE) potential in India is estimated at 8,96,602 MW comprising of 7,48,991 MW of Solar Power, 1,02,772 MW of Wind Power, 19,749 MW of Small Hydro Power and 25,090 MW of Bio-Energy. The State-wise estimated potential of renewable power in the country is placed at **Annexure-6.1** (Source: MNRE).

The Government of India, in pursuit of energy security and for minimizing impact on environment, has been prioritizing the development of RE sector through its policies and programmes. Wind, Solar and Small Hydro are three emerging renewable energy sources. Wind energy and solar energy resources maps of India are shown in **Exhibit 6.4**.

Exhibit 6.4



(Source CWET, Chennai)

The description of dominant forms of the renewable energy sources in India is outlined below:

### 6.3.1 Solar

It has been observed that solar as viable alternative for power generation among the available clean energy sources, has the highest global warming mitigation potential. India is one of the best recipients of solar energy due to its favourable location in the solar belt ( $40^{\circ}$  S to  $40^{\circ}$  N). India has a vast potential for solar power generation since about 58% of the total land area (1.89 million  $\text{km}^2$ ) receives annual average global insolation above 5  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{day}$ . The Gangetic plains (trans, middle and upper), plateau (central, western and southern) region, western dry region, Gujarat plains and hill region as well as the west coast plains and Ghat region receive annual global insolation above 5  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{day}$ . These zones include states of Karnataka, Gujarat, Andhra Pradesh, Maharashtra, Madhya Pradesh, Rajasthan, Tamil Nadu, Haryana, Punjab, Kerala, Bihar, Uttar Pradesh and Chhattisgarh. The eastern part of Ladakh region (Jammu & Kashmir) and minor parts of Himachal Pradesh, Uttarakhand and Sikkim which are located in the Himalayan belt also receive similar average global insolation annually. The eastern Himalayan states of Arunachal Pradesh, Nagaland and Assam receive annual average global insolation below 4  $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{day}$ .

### 6.3.2 Wind

The development of wind power in India began in the 1986 with first windfarms being set up in coastal areas of Maharashtra (Ratnagiri), Gujarat (Okha) and Tamil Nadu (Tuticorin) with 55 kW Vestas wind turbines. The capacity has significantly increased in the last few years. Although a relative newcomer to the wind industry, India has the fourth largest installed wind power capacity in the world after China, USA and Germany. The short gestation periods for installing wind turbines, and the increasing reliability and performance of wind energy machines has made wind power a favoured choice for electricity generation in India. The wind power projects in India are mainly spread across south, west and north regions while east and north-east regions have no grid connected wind power plant.

Wind power generation in India is highly influenced by the monsoon in India. The strong south-west monsoon, starts in May-June, when cool, humid air moves towards the land and the weaker north-east monsoon, starts in October, when cool dry air moves towards the ocean. During the period of March to August, the winds are uniform and strong over the whole Indian peninsula, except the eastern peninsular coast. Wind speed during the period of November to March is relatively weak.

No offshore wind farm utilizing traditional fixed-bottom wind turbine technology in shallow sea areas or floating wind turbine technology in deep sea areas are under implementation. An offshore wind policy was announced in 2015 and

presently weather stations and LIDARS( light detection and ranging) are being set up by National Institute of Wind Energy (NIWE) at some locations.

### 6.3.3 Biomass

About 32% of the total primary energy use in the country is still derived from biomass and more than 70% of the country's population depends upon it for its energy needs. The current availability of biomass in India is estimated at about 500 million metric tonnes per year, covering agricultural and forestry residues corresponding to a potential of about **18,000 MW**. Additional 7,000 MW power could be generated through bagasse based cogeneration in the country.

### 6.3.4 Small Hydro

Hydro power plants of capacity up to 25 MW are categorized as small hydro power plants. The estimated potential for power generation in the country from such plants is about 20,000 MW. Most of the potential is in Himalayan States as river-based projects and in other States on irrigation canals.

## 6.4 DEVELOPMENT OF RENEWABLES IN INDIA

There has been a significant increase in renewable energy capacity in the country during the last decade. The installed capacity of renewables in India was 7,761 MW as at the end of 10<sup>th</sup> plan (i.e. on 31<sup>st</sup> March,2007) and the same had grown to 24,504 MW at the end of 11<sup>th</sup> plan (i.e. on 31<sup>st</sup> March,2012). With a consistent growth, the installed capacity of renewable energy sources has reached 57,244.24 MW as on 31<sup>st</sup> March,2017. The installed capacity of grid connected renewable power plants in India is shown in **Table 6.1**.

**Table 6.1**

**Installed Capacity of Grid-connected Renewable Power Plants  
(As on 31.03.2017)**

(All figures in MW)

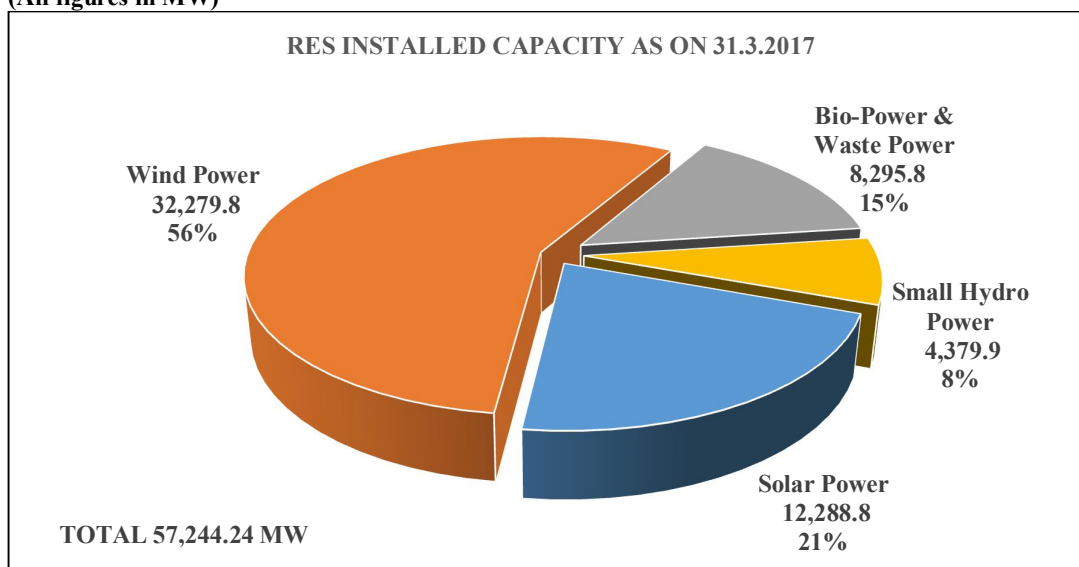
Renewable Energy Source	Installed capacity (MW)
Solar Power	12,288.83
Wind Power	32,279.77
Bio-Power & Waste Power	8,295.78
Small Hydro Power	4,379.86
<b>Total</b>	<b>57,244.24</b>

The installed capacity of Wind power in India as on 31<sup>st</sup> March,2017 was 32,279.77MW, which is 56.4% of total Renewable installed capacity, mostly located in South, West and North regions. This capacity of wind power is mainly spread across Tamil Nadu (7861.46 MW), Gujarat (5340.62 MW), Maharashtra (4771.33 MW), Rajasthan (4281.72 MW), Karnataka (3751.40 MW), Andhra Pradesh (3618.85 MW), Madhya Pradesh (2497.79 MW), Telangana (100.8 MW), Kerala (51.5 MW) and other States (4.30 MW). Tamil Nadu has become a leader in Wind Power in India. Muppandal windfarm in Tamil Nadu with the total capacity of 1500 MW, is the largest in the country.

The National Solar Mission (NSM) launched in January 2010 has given a great boost to the solar scenario in the country. As of 31<sup>st</sup> March,2017, the installed capacity of solar power in India was 12,288.83 MW, which is 21.5 % of total Renewable installed capacity in India. This solar capacity is mainly spread across Andhra Pradesh (1867.23 MW), Rajasthan (1812.93 MW), Tamil Nadu (1691.83 MW), Telangana (1286.98 MW), Gujarat (1249.37 MW), Madhya Pradesh (857.04 MW), Punjab (793.95 MW), etc. The installed capacity of biomass power in India as on 31<sup>st</sup> March,2017 was 8295.78 MW, which is 14.5% of total renewable installed capacity in India. Small hydropower with capacity of 4379.86 MW as on 31<sup>st</sup> March,2017 represents 7.17% of total renewable installed capacity in India. Total renewable installed capacity in India is shown in **Exhibit 6.5**.

**Exhibit 6.5**

(All figures in MW)



The State-wise Installed Capacity of Grid Interactive Renewable Power as on 31.3.2017 is placed at **Annexure-6.2**.

**6.5 RENEWABLE ENERGY TARGET BY 2022**

Over the years, renewable energy sector in India is emerging as a significant player in the grid connected power generation capacity. It is well recognized that renewable energy has to play a much bigger role in achieving energy security in the years ahead and to be an integral part of the energy planning process. Renewable energy sector is now poised for a quantum jump as India has reset its renewable energy capacity addition target so as to have an installed capacity of 175 GW by 2022, in view of the significant renewable energy potential in the country and commitment made by the investors/stakeholders. The targeted contribution of the major renewable energy sources to reach the capacity of 175 GW by 2022 is shown in **Table 6.2**.

**Table 6.2****Targeted contribution of the major Renewable Energy Sources**

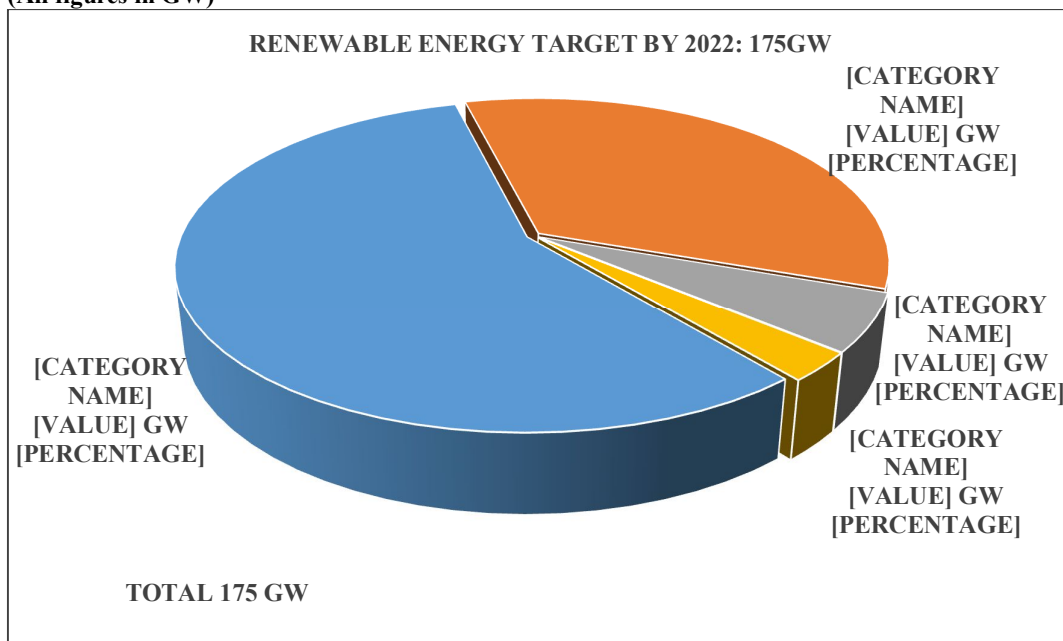
(All figures in GW)

Sl. No.	Renewable Energy Source	Targeted Installed Capacity by 2022
1.	Solar	100
2.	Wind	60
3.	Biomass	10
4.	Small Hydro	5
	<b>Total</b>	<b>175</b>

The substantial higher capacity target of renewables will ensure greater energy security, improved energy access and enhanced employment opportunities. With the accomplishment of these ambitious targets, India will become one of the largest Green Energy producers in the world, surpassing several developed countries. Renewable Energy target of India type-wise and region-wise, by 2022 is shown in **Exhibit 6.6** and **Exhibit 6.7** respectively.

**Exhibit 6.6**

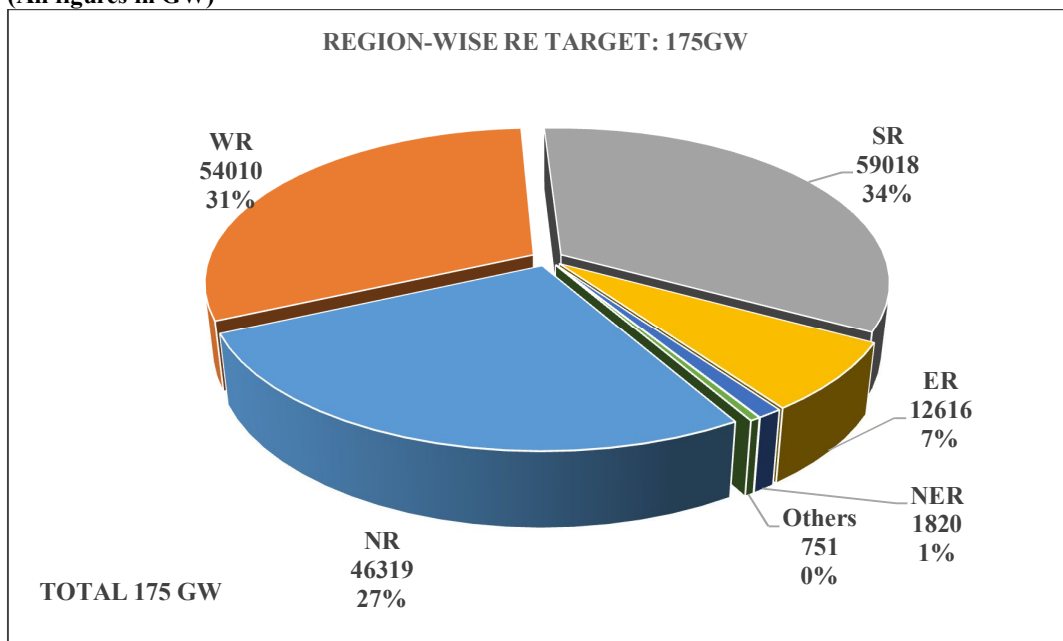
(All figures in GW)



A comparison between **Exhibit 6.5** and **Exhibit 6.6** indicates that even though wind plants are predominant today, in future solar plants shall have more installed capacity than that of wind plants.

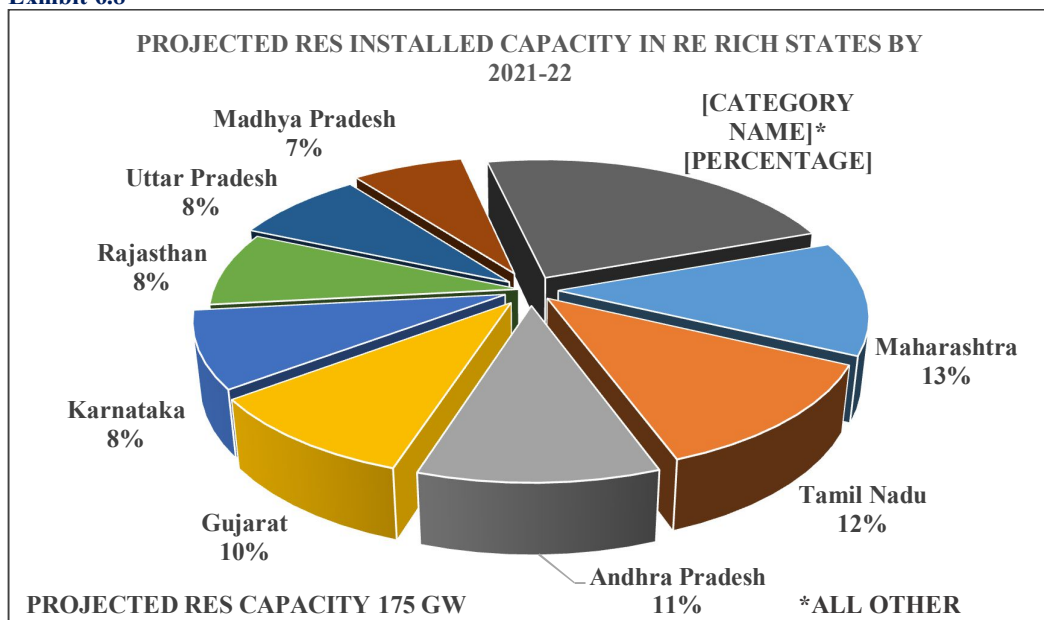
**Exhibit 6.7**

(All figures in GW)



The tentative State-wise break-up of Renewable Power target corresponding to installed capacity of 175 GW to be achieved by the year 2022 is shown in **Exhibit 6.8**. Details are placed at **Annexure-6.3**.

Exhibit 6.8



It can be seen that 8 States in India shall contribute about 77% of the Renewable installed capacity by 2022.

The year-wise targets set by Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) to accomplish the scaled-up target of 1,75,000 MW installed capacity of renewables by 2022 are given in **Table 6.3**.

Table 6.3

**Year-wise targets of Renewable Energy Sources**

(All figures in MW)

Category	Capacity addition*				
	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Rooftop Solar	5,000	6,000	9,000	9,000	10,311
Ground Mounted Solar	10,000	10,000	10,000	10,000	8,400
<b>Total Solar</b>	<b>15,000</b>	<b>16,000</b>	<b>19,000</b>	<b>19,000</b>	<b>18,711</b>
<b>Wind</b>	<b>4,700</b>	<b>5,300</b>	<b>6,000</b>	<b>6,000</b>	<b>5,720</b>
<b>Biomass</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>304</b>
<b>Small Hydro Power</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>220</b>
<b>TOTAL</b>	<b>20,150</b>	<b>21,750</b>	<b>25,450</b>	<b>25,450</b>	<b>24,955</b>

\*The capacity has been adjusted to arrive at total RES capacity of 175 GW by 2021-22

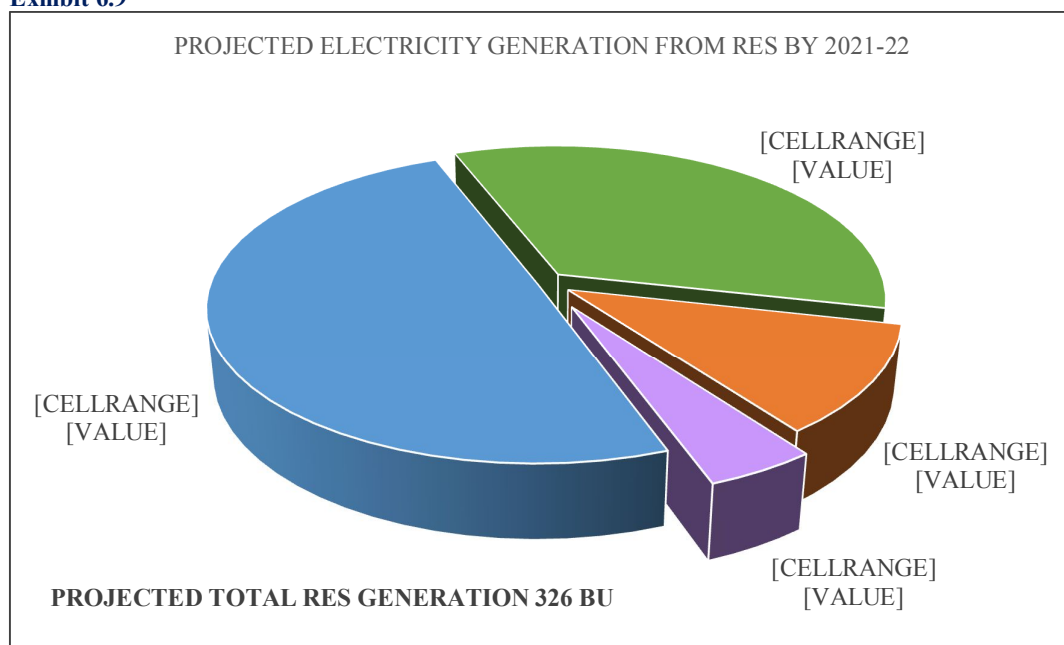
## 6.6 PROJECTION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION

Based on the projections of capacity addition targets from Renewable Energy Sources by the year 2021-22 as furnished by MNRE and considering an RES capacity addition of 1,00,000 MW during the period 2022-27, expected electricity generation from various renewable energy sources has been estimated and is given in **Table 6.4** and **Exhibit 6.9**. It can be seen that contribution of RES will be around 21% of the total energy of the country in the year 2021-22 and 24% by 2026-27.

**Table 6.4**

**Estimated Electricity Generation from RES in years 2021-22 and 2026-27**

Year	Installed capacity of RES (GW)	Expected Generation in (BU)					Contribution of RES to Total Energy Demand(%)
		Solar	Wind	Biomass	SHP	Total	
2021-22	175	162	112	37	15	326	20.1%
2026-27	275	243	188	63	24	518	24.4%

**Exhibit 6.9**

## 6.7 RECENT ACHIEVEMENTS IN DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY

- 1) Solar project of capacity 20,904 MW were tendered in 2015-16. Of these 11,209 MW have already been awarded and 9,695 MW are in process of getting awarded.
- 2) International Solar Alliance of 121 tropical countries to develop and promote solar energy, to be headquartered in India.
- 3) 34 Solar parks of capacity 20,000 MW in 21 States have been sanctioned.
- 4) Green Energy Corridor worth ₹ 38,000 crores being set up to ensure evacuation of power generated from renewable energy sources.
- 5) Clean environment cess increased 8 times from ₹ 50 to ₹ 400 per tonne to finance Clean Energy Projects and Ganga Rejuvenation.

## 6.8 RECENT RENEWABLE ENERGY INITIATIVES

### 6.8.1 Solar Parks

Government of India has chalked out the target of developing 100 GW of solar power plants by 2022. Solar parks are basically clearly demarcated development zones with proper infrastructure like roads and other amenities. State Governments or EPC developers acquire the land, put up transmission lines, get the required government permissions and approvals, and offer the facility to the companies who can put up their solar projects on the land and offer the operators a fee. Thus, the risk associated with the projects are greatly minimized.

The first solar park in the country was established at Charanka solar park in Gujarat. This was closely followed by the Bhadla solar park in Rajasthan. The concept of solar parks has given an impetus for rapid development of solar power projects in the country. 34 no of solar parks in 21 States with an aggregate capacity of 20,000 MW have been approved. Large size projects have a potential to bring down the cost of solar power. Therefore, Ultra-Mega Solar power projects having capacity of 500 MW or above have been proposed. Large chunks of land are available in a few States for solar park development.

### 6.8.2 National Offshore Wind Energy Policy, 2015

Under the policy, the Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) has been authorized as the nodal Ministry for the use of offshore area within the Exclusive Economic Zone (EEZ) of the country and the National Institute of Wind Energy (NIWE) has been authorized as the nodal agency for development of offshore wind energy in the country and to carry out the allocation of offshore wind energy blocks, coordination and allied functions with related ministries and agencies. It would pave the way for offshore wind energy development including setting up of offshore wind power projects and research and development activities, in waters, in or adjacent to the country, up to the seaward distance of 200 nautical miles (EEZ of the country) from the base line. Preliminary assessments along the 7,600 km long Indian coastline have indicated prospects of development of offshore wind power. With the introduction of the National Offshore Wind Energy Policy, the Government is attempting to replicate the success of the onshore wind power development in the area of offshore wind power development.

The scheme would be applicable throughout the country depending upon the offshore wind potential availability.

### 6.8.3 Indian Wind and Solar Resources Atlas 2015

Wind Energy Resources Map of India at 100 meter above ground level and Solar Radiation Map at ground level on online Geographic Information System (GIS) platform has been launched. This online Wind Atlas is available online on the NIWE website [www.niwe.res.in](http://www.niwe.res.in). The Wind and Solar Resource maps will not only help and guide the wind & solar power developers and other stakeholders in identifying potential areas for the development of wind & solar power projects in the country but also help the central and state agencies in planning and developing the infrastructure including transmission system, required for installing renewable power projects in these potential areas.

### 6.8.4 Solar Cities

Under the programme of development of Solar Cities, the Ministry of New & Renewable Energy(MNRE) has approved 56 solar city projects, against the target of development of 60 nos. of Solar Cities. The Solar Cities programme is designed to support/encourage urban local bodies to prepare a road map to guide their cities in becoming renewable energy cities or Solar Cities.

The ministry has already initiated various programmes in the urban sector for promoting solar water heating systems in homes, hotels, hostels, hospitals and industry; deployment of SPV systems/devices in urban areas for demonstration and awareness creation; establishment of 'Akshya Urja Shops'; design of Solar Buildings and promoting urban and industrial waste/biomass to energy projects. The solar city programme aims to consolidate all the efforts of the ministry in the urban sector and address the energy problem of the urban areas in a holistic manner.

The Solar City programme aims to:

- Enable and empower urban local governments to address energy challenges at city-level.
- Provide a framework and support to prepare a Master Plan including assessment of current energy situation, future demand and action plans.
- Build capacity in the urban local bodies and create awareness among all sections of civil society.
- Involve various stakeholders in the planning process.
- Oversee the implementation of sustainable energy options through public-private partnerships.

### 6.8.5 Solar pump

The Government has implemented a scheme to install one lakh solar pumps for irrigation and drinking water through state nodal agencies and NABARD. These pumps would help lakhs of farmers in increasing outputs, income and also in providing drinking water. According to estimates, drinking water problems will be solved for more than 7.6 lakh families through solar pumps for drinking water. MNRE provides 30% capital subsidy to farmers for installation of solar pumps for irrigation purpose through state nodal agencies. The state governments can give additional subsidy. The Government presented 40% subsidy with mandatory loan to farmers for irrigation purpose through NABARD. The ministry has issued supplementary guidelines for 1,00,000 solar pumps during 2014-15 and a sum of ₹ 353.50 crores was released to various agencies for the purpose.

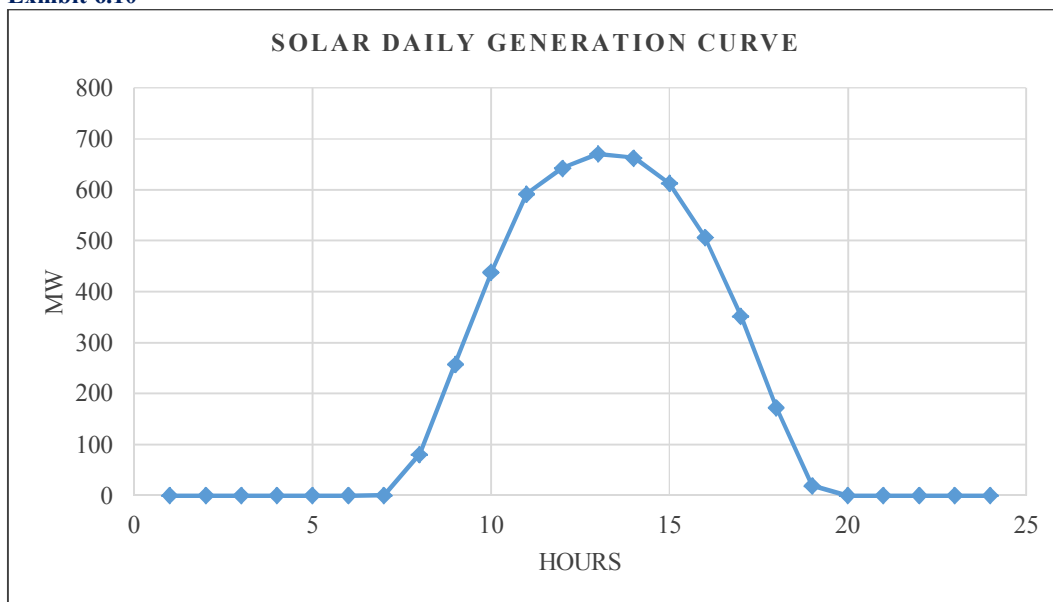
### 6.8.6 Solar projects under National Solar Mission

Union Cabinet approved the implementation of scheme for setting up of 15,000 MW of grid-connected solar PV power projects under the National Solar Mission through NTPC/NTPC Vidyut Vyapar Nigam Limited (NVVNL) in the three tranches namely, 3000 MW under tranche-I under mechanism of bundling with unallocated coal based thermal power and fixed levelised tariffs, 5,000 MW under tranche-II with support from government to be decided after getting some experience while implementing tranche-I and balance 7,000 MW under tranche-III without any financial support from the government. Successful completion of additional 15,000 MW capacity of grid-connected solar PV power generation projects with largely private investment under the National Solar Mission would accelerate the process of achieving grid tariff parity for solar power and would also help in reducing consumption of kerosene and diesel, which is presently in use to meet the unmet demand.

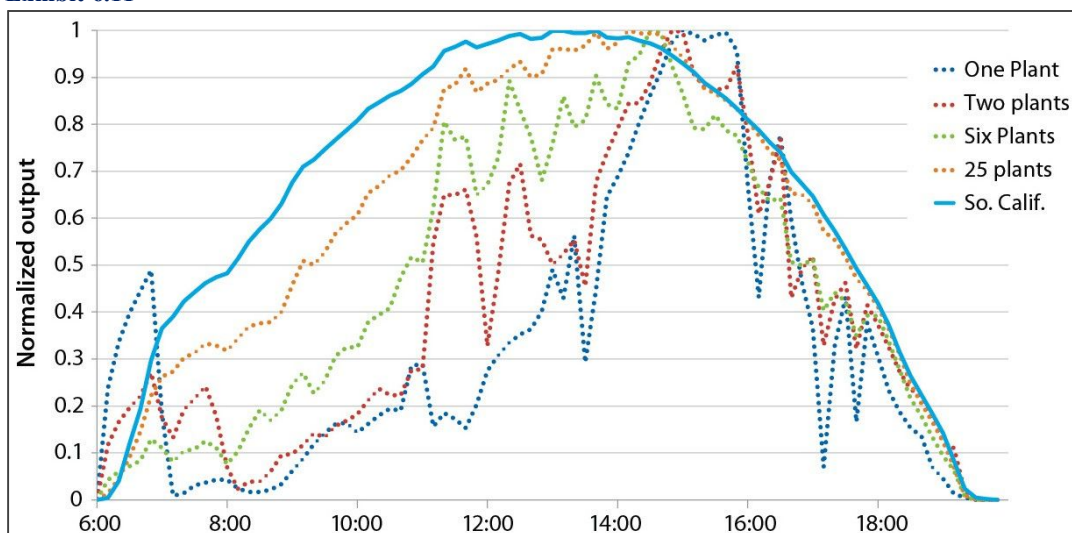
### 6.9 GENERATION PROFILE OF SOLAR AND WIND

Normally generation from a solar plant gradually increases after dawn and reaches a maximum around noon and then gradually decreases and becomes zero with the advent of evening. An ideal generation profile of a solar plant is shown in **Exhibit 6.10**.

**Exhibit 6.10**

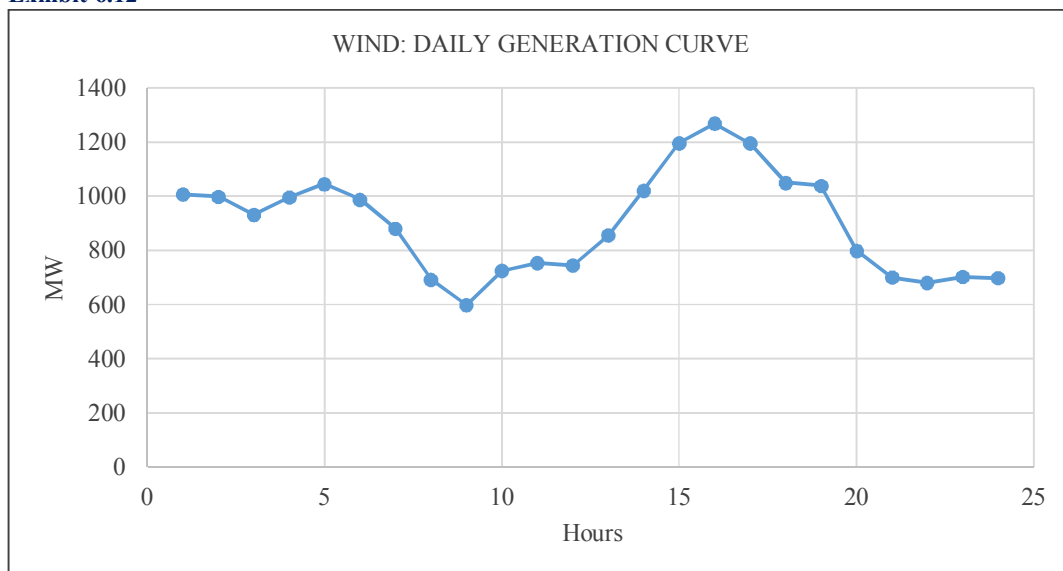


However, the generation from an individual PV system may not be very smooth. Because of the cloud movement, the generation would be affected. Cloud movement is highly unpredictable. This makes the output from a solar plant uncertain. Cloud cover can result in very rapid changes in the output of individual PV systems. The uncertainty associated with the output of a single PV system can be smoothened out in two ways- i) aggregating a large no. of PV systems and ii) aggregating the output of different PV systems scattered at dispersed geographic locations. As the number of PV plants increases, their normalized, aggregate output becomes smoother as shown in **Exhibit 6.11**.

**Exhibit 6.11**

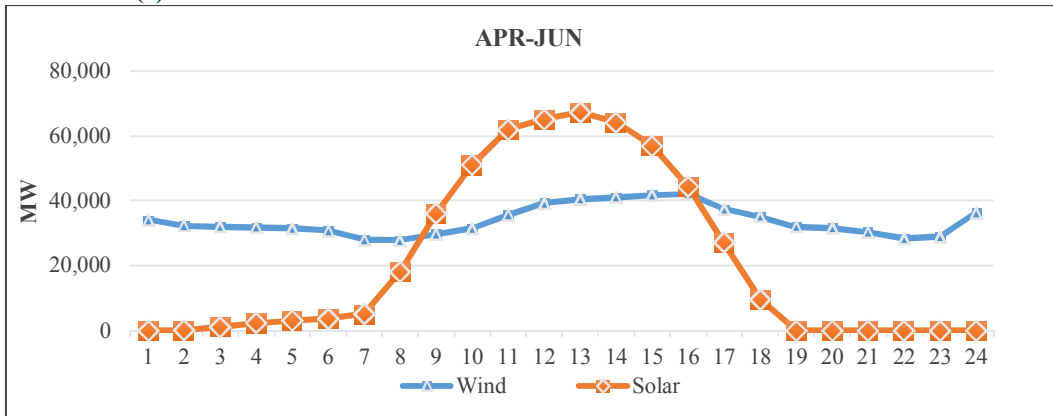
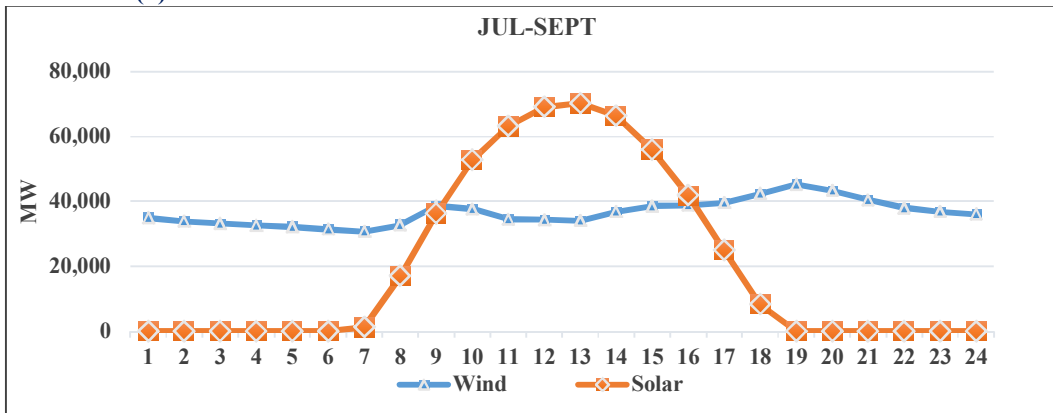
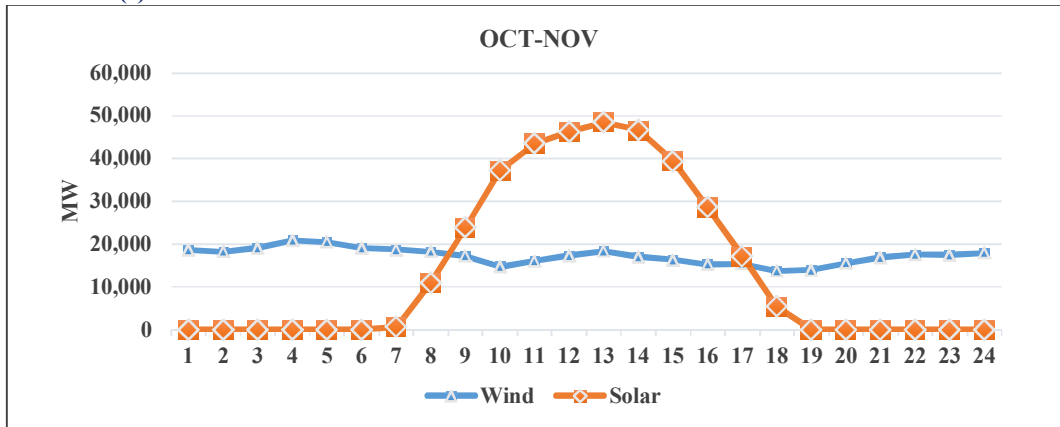
(Source: NREL)

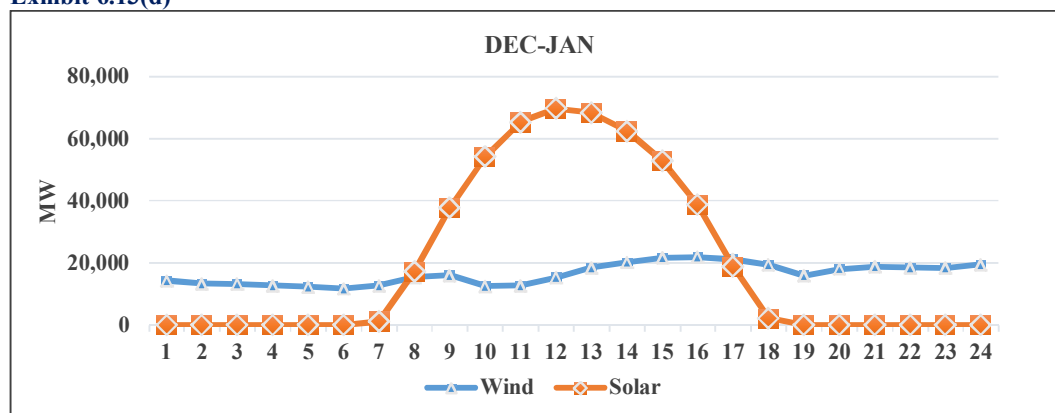
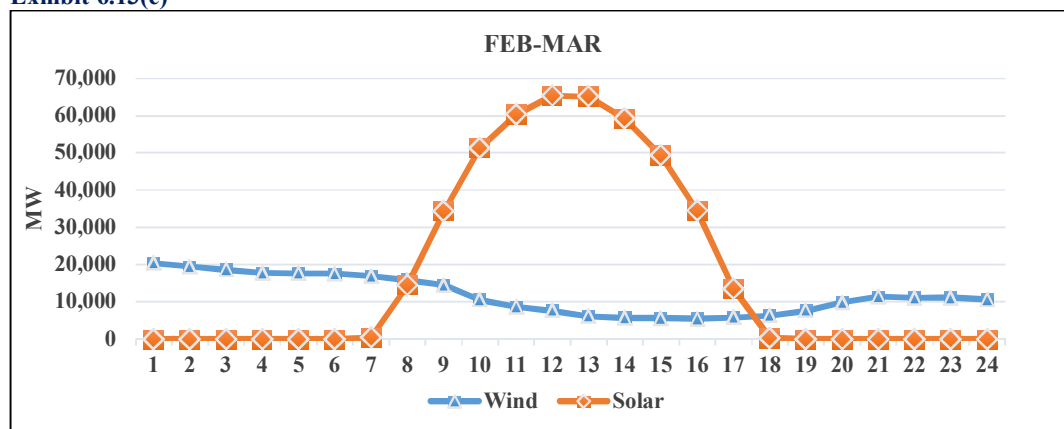
Wind energy is subjected to daily and seasonal weather patterns. Changes in wind generation occur slowly during the course of hours during approaching storm. This is different from the solar generation where changes occur rapidly and variation may be from second to second due to cloud cover. A typical daily wind generation curve is shown in **Exhibit 6.12**.

**Exhibit 6.12**

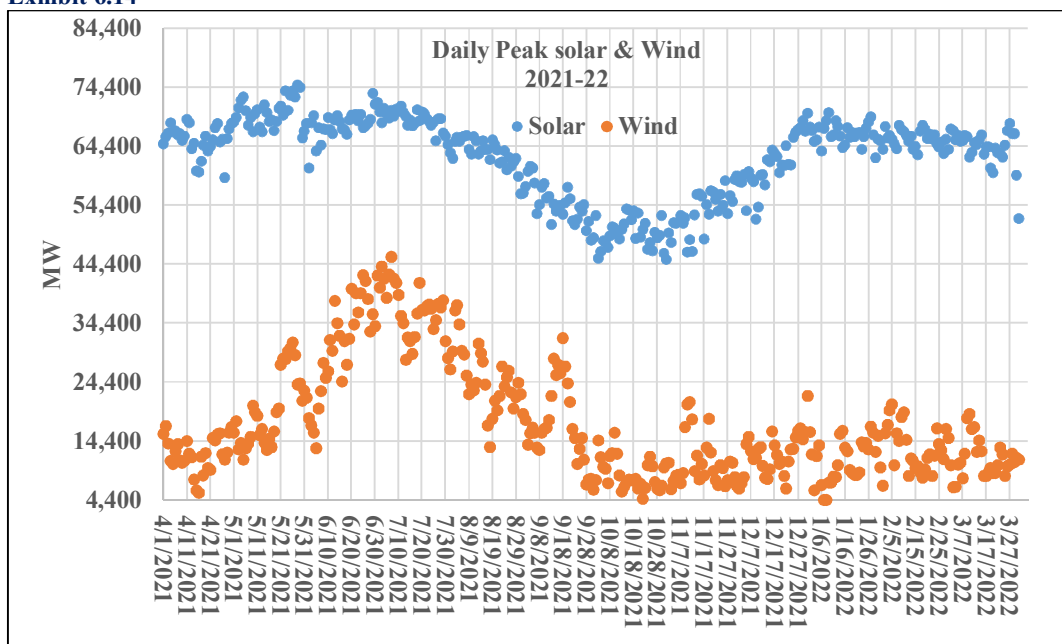
### 6.9.1 Combined Solar and Wind Generation Curve

As per the program chalked out by Government of India, total RES capacity by March, 2022 will be 175 GW comprising of 100 GW solar, 60 GW wind, 10 GW bio-mass and 5 GW small hydro. Solar and wind plants would be scattered throughout the country. The total generation on account of VRE (i.e. solar and wind) in 2021-22 at any instant of time shall be the aggregate of the generation from all the solar plants and wind plants. Expected generation patterns of solar and wind for different seasons are given in the **Exhibit 6.13 (a) to (e)**.

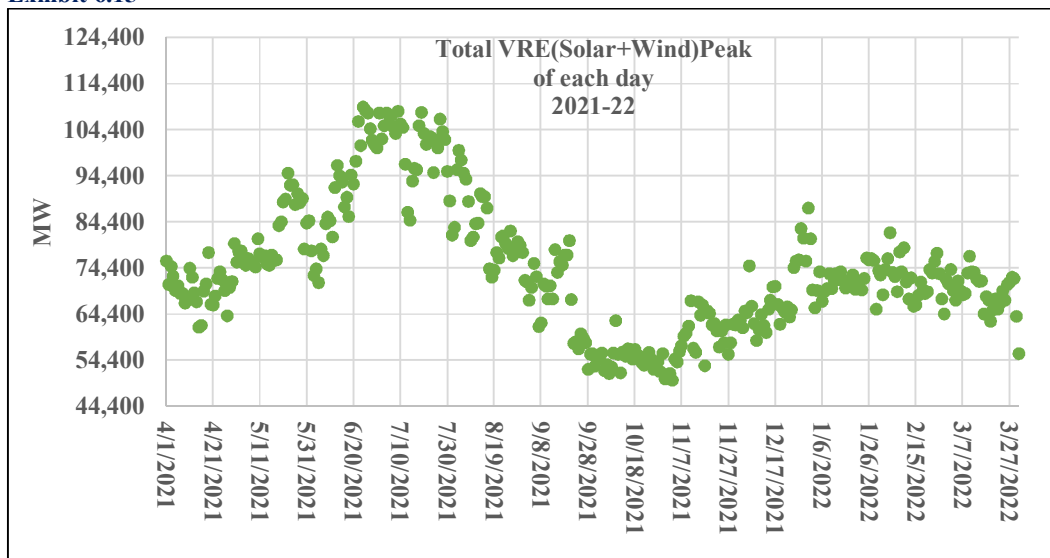
**Seasonal variation of RES Generation****Exhibit 6.13(a)****Exhibit 6.13(b)****Exhibit 6.13(c)**

**Exhibit 6.13(d)****Exhibit 6.13(e)**

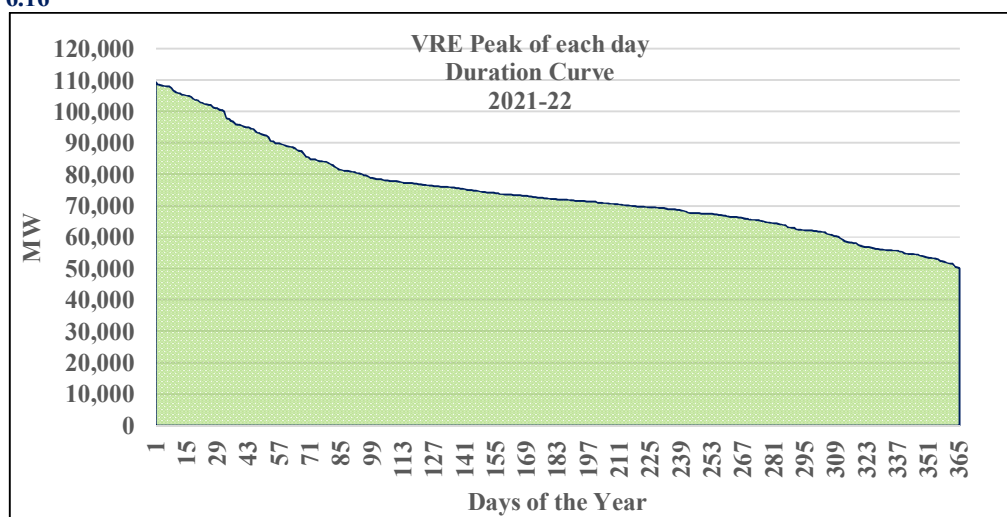
The solar and wind energy generation varies from not just one day to another but also from one season to other over the year. The variations of projected maximum solar and wind generation for each day over the year 2021-22 are shown in **Exhibit 6.14**. As can be seen from the graph, months of June to September have high generation from both solar and wind sources. However, it may be noted that the solar and wind peaks don't occur simultaneously. Therefore, at any hour during the day, the total projected VRE generation will always be less than the algebraic sum of the individual projected peak solar and peak wind generation.

**Exhibit 6.14**

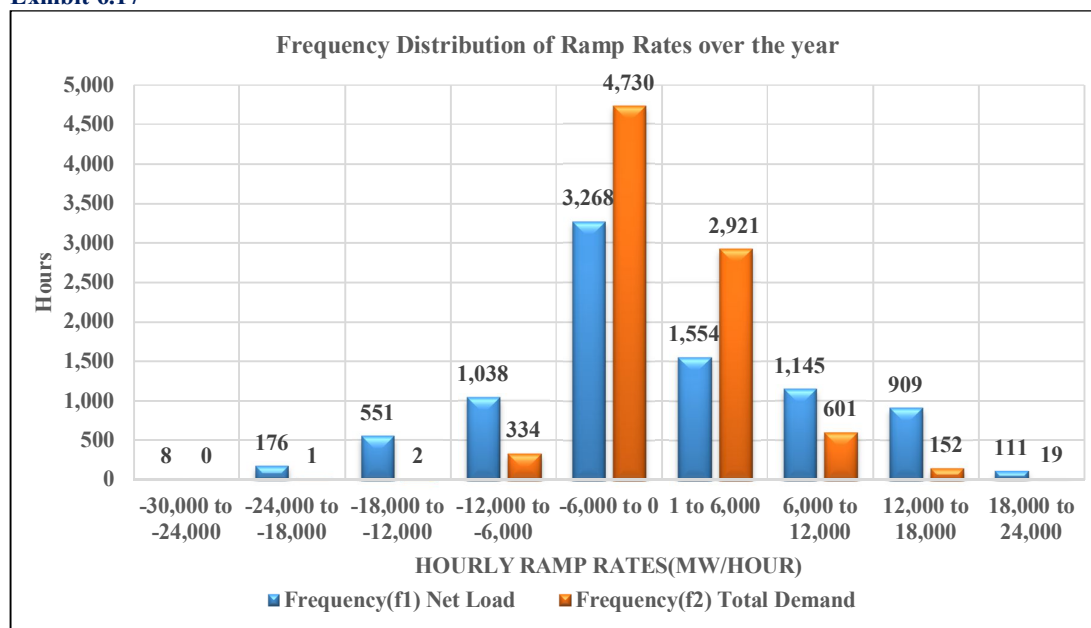
The variations of projected peak solar + wind generation for each day over the year 2021-22 are shown in **Exhibit 6.15**. Again as seen above, months of June to September have highest combined generation from solar and wind sources.

**Exhibit 6.15**

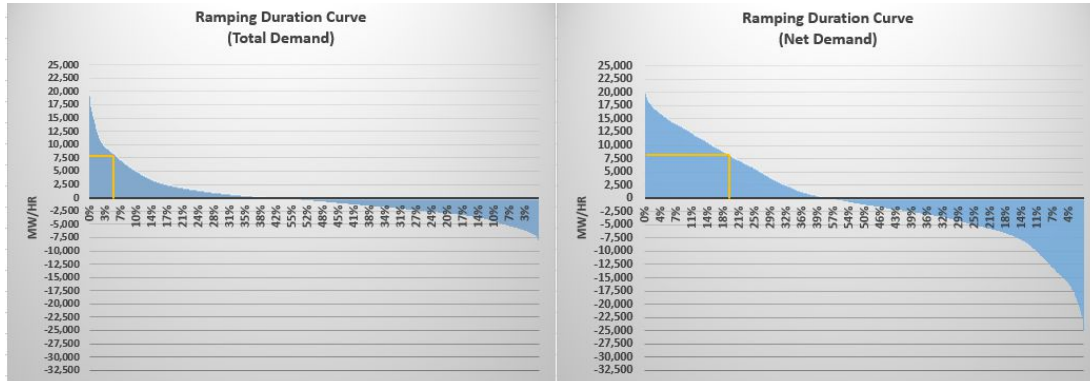
The duration curve of projected peak all India variable generation from renewable sources (Solar + wind) is shown in **Exhibit 6.16** below. It can be seen that the peak All India VRE generation for 100 days out of 365 days in the year will be more than 78 GW.

**Exhibit 6.16**

It can be seen that the maximum generation from VRE sources would be available during the day at noon time when the system demand is very low. During evening, the availability of generation from VRE is very limited. In India, normally the peak demand occurs in the evening. During that time, limited generation from VRE would be available. This would make the Net Demand Curve very steep requiring the availability of flexible generation that can ramp-up very quickly. The ramping requirement for 2021-22 for 8760 hours (24X365) has been estimated and is shown in **Exhibit- 6.17**.

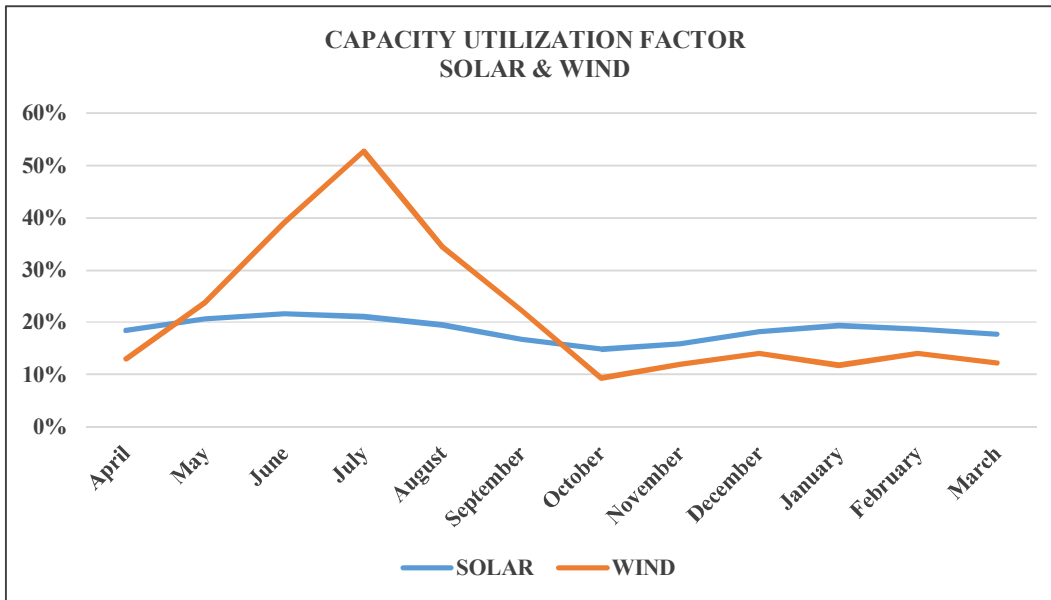
**Exhibit 6.17**

A comparison of the ramping duration curve for the Total Demand and Net Demand is shown at **Exhibit 6.18**.

**Exhibit 6.18**

It is evident from the curves that the ramping requirements for Net Load Curve is much higher than the original Load Curve.

**Capacity Utilization Factor (CUF)** is the ratio of the actual output from a plant over the period to the maximum possible output from it for the period under ideal conditions. CUF for RES is generally very low. A typical example of the change of CUF for wind generator and a solar generator over different months of the year is shown in **Exhibit 6.19**.

**Exhibit 6.19**

## 6.10 INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE GRID

The share of renewables in the overall generation mix of the country is increasing steadily. The Government of India's ambitious plan of having RES capacity of 175 GW by March, 2022 has accelerated the capacity addition from Renewable Energy Sources (RES). The capacity addition from RES has opened up opportunities as well as challenges. A distinct difference exists between conventional generating plants and RES. The generation from the conventional plants can be programmed to vary as per the requirement of loads. That is why it is called dispatchable generation. Generation from Variable Renewable Energy Sources like wind and solar power depends on nature and hence is called non-dispatchable. Further **variability** and **uncertainty** are the two aspects associated with generation from Variable Renewable Energy (VRE). **Variability** refers to the variation of generation over a period of time. For example, generation from solar plants is expected to follow a fixed pattern like maximum generation during noon time and "NIL" at night. Similarly, generation from wind follows seasonal pattern- maximum during monsoon.

**Uncertainty** refers to the unpredictability of generation from VRE. For example, generation from solar plants are expected to be maximum during noon. But due to cloud cover, the generation may get affected. This is the uncertainty part of solar generation. Furthermore, in conventional power plants, power generated from the plants are transported through high voltage transmission links and then distributed to the consumers through distribution networks. In case of RES, the generating plants are mostly connected at the distribution levels or at customers' end. There may be bi-directional flow of electricity- from grid to customers and from customers to the grid. As the generation from VRE are variable and uncertain, requisite balancing power from conventional sources and energy storage devices is required to be made available as reserve to ensure that demand at any time is fully met. Another aspect that needs consideration is that the generation from solar plants peaks when the demand during the day is low and has zero generation in the evening when the load on the grid is maximum. This requires fast ramping up capabilities of conventional generators. Therefore, integrating this VRE sources into the existing grid offers a challenge. The basic principle governing the integration of VRE sources into the grid is to ensure the integrity, security and reliability of the grid. More than anything else, integration of VRE into the grid poses technological and operational challenges. Some of the challenges that need to be addressed are discussed below:

#### **6.10.1 Flexibility Associated with Conventional Generating Units**

To accommodate the variability and uncertainty of generation from RES, the conventional generating plants must be flexible. The flexibility of generating station refers to its ability (i) to cycle on and off including its lead time required; (ii) the ramping rate at which it can vary the generation; and (iii) maximum and minimum output while it is in operation.

The IEA provides a generic characterization of the differences between flexible and inflexible plants. Flexible coal plants offer ramping rates of 4-8%/minute, 2-5-hour start-up times, and minimum output limits of 20-40% (of maximum), compared to inflexible plants with ramping rates of less than 4%/minute, 5-7-hour start-up times and minimum output limits of 40-60%. Flexible natural gas plants show similar improvements, with minimum output limits of 15-30% compared to 40-50% for inflexible plants. A "fast-acting" gas turbine plants on the market today can offer start-up times of just 40 minutes. Flexible nuclear plants offer minimum output limits of 30-60%, compared to 100% for inflexible plants. In France, existing nuclear plants can ramp down to 30%, with ramp rates of up to 1%/minute.

In terms of flexibility, hydro plants, pumped storage plants, open cycle gas turbine, gas engines etc. are very suitable.

Coal plants are classified as constant output or baseload plants and are rarely turned down or turned off frequently. Essentially, they are considered as inflexible. These plants experience reduced efficiency, more maintenance, lower equipment lifetime and reduced cost etc. if subjected to cycling or frequent ramp up and ramp down. However, existing coal based plant can be redesigned/retrofitted to enable quick start-ups and ramping.

In Denmark and Germany, thermal stations are extensively used for cycling as well as ramping.

Combined-cycle natural gas power plants normally run as baseload plants or intermediary load plants. While open cycle gas power plants are capable of cycling and ramping, combined-cycle natural gas power plants are also flexible to some extent and may be retrofitted to be more flexible. These, however, will lead to some loss of generation efficiency, high maintenance cost and higher emissions.

Nuclear power plants are considered to be the most inflexible of baseload plants. But this plant can also be operated as a flexible plant, if designed properly. In Germany and France, nuclear plants offer flexibility in operation. In India, the nuclear plants are operated as base load plants, with minimum variability from the point of consideration of safety and security. Also, with the rapid advancements in energy storage technology, in future if it becomes economically viable, then it can also prove to be a vital resource for providing balancing power.

#### **6.10.2 Transmission Strengthening**

Solar and wind map of India indicates that the potential of solar and wind power is concentrated mostly in few solar and wind rich States. In fact, 8 States in India accounts for more than 77% of the RE capacity addition by 2022. The

solar and wind power generated by these states may not be consumed fully by these states. Power generated from RES by these states needs to be transported to the load centers through transmission networks. This may require strengthening of existing grid networks or alternately the use of storage devices.

In India, Green Energy Corridors for evacuation of power from the regions having high concentration of RES is in the process of implementation.

### 6.10.3 Advanced Forecasting

Wind and solar power forecasting can help reduce the uncertainty of variable renewable generation. Better forecasting helps grid operators to commit or de-commit generators in accommodating changes in wind and solar generation more efficiently and prepare for extreme events in which renewable generation is unusually high or low. Forecasts can help reduce the amount of fast response operating reserves needed for the system, thereby reducing costs of balancing the system.

Internationally, improvements have been made in recent years towards reducing mean average forecast errors. Day-ahead forecasts can be used to make day-ahead unit commitment decisions. This will drive operational efficiency and cost savings. Short-term forecasts can be used to determine the need for a quick-start generator, demand response, or other mitigating options and thus drive reliability.

Clouds are the primary cause of variability for solar generation, aside from the predictable changes during the course of the day and throughout the year. The ability to accurately forecast solar power depends on the character of cloud cover, including the amount of water or ice in clouds and aerosols. To assess near-term impacts of approaching clouds on solar generation, sky imagers can be used. To predict impacts during the next few hours, satellite images can be used to assess the direction and speed of approaching clouds. For longer periods, weather models can be used to determine how clouds may form and change.

In India, RES generators and system operators need to partner with IMD and ISRO for forecasting of weather and monitoring the cloud movement to improve forecast of power output from RES.

### 6.10.4 Market Design

Market design affects the quantity of flexible resources. The flexibility needs of the variable renewables may be addressed in a variety of ways including pricing, schedule/dispatch interval, ancillary service market and requirement, capacity market etc. Through proper market design, the roles of capacity market and ramping market, the roles of distributed generation, storage and demand response into wholesale and ancillary market, economic curtailment of renewables, resource aggregators etc. can be clearly spelt out.

### 6.10.5 Demand Response

Demand side management measures encourage the customers to maximize the use of variable renewable energy sources while the supply is naturally high. For example, when wind and solar PV are producing more than the demand, demand response can incentivize consumers to use more power during that time through appropriate price signals of low rates, thus helping shift the load and ensuring better utilization of generation resources. The change in load may occur automatically in response to time of use or dynamic rates or due to the direct control by the grid operator or due to participation of demand response in wholesale, ancillary or capital market. To have effective demand response, smart-grid technologies involving smart meters, communication and other methods are used. Electric vehicle “smart charging” is based on V2G and G2V concept where electric vehicle can become an integral part of the grid and are charged or discharged in response to external signals or dynamic prices.

### 6.10.6 Grid Integration Cost

Integration of variable RES involves two types of costs namely **Grid Infrastructure Cost** and **System Operation Cost**. **Grid infrastructure costs** include **grid connection** and **grid upgrading costs**.

**Grid connection costs** include the cost of a new transmission line from the variable RES plant to the existing grid, which would be higher than those for a coal based plant, due to lower CUF. This cost depends basically on the distance between the plant and the grid, the voltage level of the connection line, and the availability of standard

equipment. The grid connection cost is an important economic constraint for renewables development in remote locations. However, these can be overcome to some extent by using energy storage devices, Phase Shift Transformers (PSTs) and FACTS devices.

**Grid upgrading costs** include the cost of additional network equipment needed to strengthen the grid in order to integrate renewable power into the existing grids. They depend mostly on the amount of renewable capacity, the location of the power plants and the structure of the existing grid. These costs can also be mitigated by using energy storage devices, Phase Shift Transformers (PSTs) and FACTS devices.

**System operation costs** can be divided into *system profile costs* and *short-term system balancing costs*. These account for the extra costs of the conventional part of the power system caused by the integration of variable renewable power.

**Profile costs** is a broad concept that captures all three impacts of the temporal mismatch between VRE generation and load profile: 1) capacity costs (adequacy costs) due to a low VRE capacity credit; 2) reduced average utilization of thermal power plants; and 3) curtailed VRE generation to maintain grid security when power supply exceeds demand.

**Short-term system balancing costs:** Due to the variability and uncertainty properties of VRE generators, the reserve capacity needed for up-and-down-regulation increases as compared to the case where the same energy is delivered by conventional generation. The increased requirements for reserve power lead to the extra costs for the conventional part of the power system. These extra costs originate from the measures taken to ascertain increased reserve power, for example, by the operation of conventional plants at partial load, the start-up costs and contribution of conventional power plants with higher operating costs in the power system, increased wear-and-tear and maintenance costs of plants.

## 6.11 BALANCING RESERVES

In a synchronous electrical system, the demand and supply of electricity must balance at every instant of time. Any imbalance is reflected in the variation of frequency. Therefore, in case of imbalance, the system is to be balanced by providing balancing power.

Based on purpose, response time, and the way they are activated, balancing power can be categorized as **Primary Control(PC)**, **Secondary Control(SC)** and **Tertiary Control(TC)**.

**PC** can be fully deployed within 30 seconds. It is activated by locally measured frequency deviation. PC can be classified as a fast, automatic, spinning reserve that is used to balance the synchronous system both up and downwards.

**SC** has to be available within five minutes after activation. It is activated automatically and centrally by System Operators. SC is used to supplement PC for frequency restoration, and to re-balance the respective balancing area. SC can be supplied mainly by some hydro plants and gas based plants and to some extent by synchronized thermal generators. Hence, it is an automatic reserve that balances both the synchronous system and the balancing area up and down. To a large extent, it is a spinning reserve.

**TC** is used to replace SC over time. It is either directly activated or in schedules of 15 minutes. Activation is a manual decision usually based on current and expected deployment of SC. TC is mostly supplied by stand-by thermal generators.

The concept of Balancing power has assumed a great significance nowadays with the infusion of Variable Renewable Energy(VRE) into the system. VRE generators are weather dependent and are, as such, inherently stochastic in nature. There would be deviation between actual generation and forecast generation from the VRE generators. This deviation may be positive or negative. In case of positive deviation, balancing power needs to be pressed into service. In case of negative deviation, backing down of generation takes place or alternatively through absorption of extra power by energy storage devices.

---

While carrying out balancing, the concept of balancing area and synchronous system are used. In India, the synchronous system is the entire integrated grid comprising of the five regions and Bhutan. Balancing area is a geographical subset of the synchronous system where imbalance occurs. So the balancing area may be a state or a region. In the event of an imbalance, the target set point for the synchronous system is the frequency. That is the system frequency is to be brought to their normal value. However, the target set point for the balancing area is to bring the net deviation between balancing area and the rest of the synchronous system to ZERO from schedule.

At present system operators in India (SLDCs and RLDCs) are playing an active role in balancing the system.

Internationally, the developed countries have adopted the integrated approach, involving system operator, balance responsible parties, supplier of balancing power and regulators. All of these play the role of the system operator and market operators. In India, the market operation is performed mainly by the power exchanges. They must work in tandem for implementing an effective balancing system. The role of the different entities in the integrated approach are described below:

**Balance Responsible Parties (BRPs)** or ‘program responsible parties’ are market entities that have the responsibility of balancing a portfolio of generators and/or loads. BRPs can be utilities, and industrial consumers, etc. They deliver binding schedules to system operators for each quarter-hour of the next day, and are financially accountable for deviations from these schedules.

System operators activate balancing power to physically balance demand and supply if the sum of BRP imbalances is non-zero. Specifically, system operators have four obligations:

1. determine the amount of capacity that has to be reserved for balancing, ex ante
2. acquire the required balancing power reserves and determine the price paid for capacity and energy, ex ante
3. activate balancing power in moments of physical imbalance, real time
4. determine the imbalance price, and clear the system financially, ex post.

**Suppliers of balancing power** reserve the supply capacity, and deliver energy once activated by the system operator. They are obliged to deliver energy under pre-specified terms, for example, within a certain time frame and with certain ramp rates. Suppliers are traditionally mostly generators, but can also be consumers. Typically, payments received by the suppliers of balancing power have two components: capacity payment because capacity reservation occasions opportunity costs, and/or energy payment.

A system is said to be “**actively balanced**” when the system operators deploy balancing power. The price paid for this service is the capacity and the energy payment for balancing power. Similarly, if the Balance Responsible Parties (BRP) takes the price signal and balance the system, it is said to be “**passively balanced**”. Hence, system operators can either actively balance the system ordering adjustments via contracted balancing power, or passively balance the system via sending imbalance price signals to BRPs. This is also called “**self-balancing**”. The time scale of passive balancing can be of several minutes. Hence, it cannot replace balancing power required to respond to stochastic disturbances.

Determining the balancing reserve is a challenge under high VRE infusion scenario. There is no unique acceptable methodology for this. Nowadays, instead of deterministic approach, stochastic approach is widely utilized. From the historical data, the forecast errors for wind and solar generations are found out. The errors are assumed to be normally distributed. Taking a confidence limit of 95 or 99%, the reserve requirements are estimated.

## 6.12 CONCLUSIONS

- India has achieved a total installed capacity of 57,244.24 MW from Renewable Energy Sources as on 31<sup>st</sup> March, 2017.

- 
- The country has set its Renewable Energy capacity addition target to 175 GW by 2022 in view of the significant renewable energy potential in the country. To achieve this, some portion of land within the power stations can be utilized for installation of solar PV power generation projects.
  - Accelerated development of RES requires adequate indigenous manufacturing facility for RES related equipment. Policy framework may be developed to encourage setting up of RES related equipment manufacturing facility in the country This would be consistent with the Government of India's "Make in India" policy. Further, indigenous technologies (renewable as well as energy efficient technologies) should be given preference in procurement.
  - Preparation of biomass atlas is required.
  - Adequate incentive mechanism may be provided for the SPV installation both for the new houses as well as old houses/buildings.
  - Repowering of existing wind power projects under the existing "Policy for Repowering of Wind Power Projects" may be encouraged along with new wind power projects to obtain more generation from the same location as well as a higher CUF.
-

## Annexure-6.1

STATE-WISE DETAILS OF ESTIMATED POTENTIAL FOR RENEWABLE POWER IN INDIA (ALL FIGURES IN MW)							
SI · N o.	States / UTs	Wind Power	Small Hydro Power	Bio-Energy		Solar Power	Total Estimated Potential
				Biomass Power/ Bagasse Cogen.	Waste to Energy		
1	Andhra Pradesh	14,497	978	578	423	38,440	54,916
2	Arunachal Pradesh	236	1,341	8	0	8,650	10,236
3	Assam	112	239	212	8	13,760	14,330
4	Bihar	144	223	619	373	11,200	12,559
5	Chhattisgarh	314	1,107	236	24	18,270	19,951
6	Goa	0	7	26	0	880	912
7	Gujarat	35,071	202	1,221	462	35,770	72,726
8	Haryana	93	110	1,333	374	4,560	6,470
9	Himachal Pradesh	64	2,398	142	2	33,840	36,446
10	Jammu & Kashmir	5,685	1,431	43	0	1,11,050	1,18,208
11	Jharkhand	91	209	90	10	18,180	18,580
12	Karnataka	13,593	4141	1,131	450	24,700	44,015
13	Kerala	837	704	1,044	36	6,110	8,732
SI · N o.	States / UTs	Wind Power	Small Hydro Power	Bio-Energy		Solar Power	Total Estimated Potential
				Biomass Power/ Bagasse Cogen.	Waste to Energy		
14	Madhya Pradesh	2,931	820	1,364	78	61,660	66,853
15	Maharashtra	5,961	794	1,887	1,537	64,320	74,500
16	Manipur	56	109	13	2	10,630	10,811
17	Meghalaya	82	230	11	2	5,860	6,185
18	Mizoram	0	169	1	2	9,090	9,261
19	Nagaland	16	197	10	0	7,290	7,513
20	Odisha	1,384	295	246	22	25,780	27,728
21	Punjab	0	441	3,172	345	2,810	6,768
22	Rajasthan	5,050	57	1,039	62	1,42,310	1,48,518
23	Sikkim	98	267	2	0	4,940	5,307
24	Tamil Nadu	14,152	660	1,070	601	17,670	34,152
25	Telangana	0	0	0	0	20,410	20,410
26	Tripura	0	47	3	2	2,080	2,131
27	Uttar Pradesh	1,260	461	1,617	1,426	22,830	27,593

28	Uttarakhand	534	1708	24	5	16,800	19,071
29	West Bengal	22	396	396	148	6,260	7,222
Sl. No.	States / UTs	Wind Power	Small Hydro Power	Bio-Energy		Solar Power	Total Estimated Potential
				Biomass Power/ Bagasse Cogen.	Waste to Energy		
30	Andaman & Nicobar	365	8	0	0	0	373
31	Chandigarh	0	0	0	6	0	6
32	Dadar & Nagar Haveli	0	0	0	0	0	0
33	Daman & Diu	4	0	0	0	0	4
34	Delhi	0	0	0	131	2,050	2,181
35	Lakshadweep	0	0	0	0	0	0
36	Pondicherry	120	0	0	3	0	123
37	Others	0	0	0	1,022	790	1,812
	<b>Total</b>	<b>1,02,772</b>	<b>19,749</b>	<b>17,536</b>	<b>7,554</b>	<b>7,48,991</b>	<b>8,96,602</b>

(SOURCE: MINISTRY OF NEW AND RENEWABLE ENERGY, INDIA)

## Annexure-6.2

STATE-WISE INSTALLED CAPACITY OF GRID INTERACTIVE RENEWABLE POWER AS ON 31.03.2017 (ALL FIGURES IN MW)							
Sl. No.	State /UT	Wind Power (MW)	Small Hydro Power (MW)	Bio Power (MW)		Solar Power (MW)	Total Capacity
				BM Power/ Cogen.	Waste Energy to		
1	Andhra Pradesh	3,618.85	241.98	378.2	58.16	1867.23	6,164.42
2	Arunachal Pradesh		104.605			0.27	104.875
3	Assam		34.11			11.78	45.89
4	Bihar		70.7	113		108.52	292.22
5	Chhatisgarh		76	228		128.86	432.86
6	Goa		0.05			0.71	0.76
7	Gujarat	5,340.62	16.6	65.3		1,249.37	6,671.89
8	Haryana		73.5	96.4		81.4	251.30
9	Himachal Pradesh		831.81			0.73	832.54
10	Jammu & Kashmir		158.03			1.36	159.39
11	Jharkhand		4.05			23.27	27.32
12	Karnataka	3,751.40	1,225.73	1,452.00	1	1027.84	7,457.97
13	Kerala	51.5	213.02			74.2	338.72
14	Madhya Pradesh	2,497.79	86.16	93	3.9	857.04	3,537.89
15	Maharashtra	4,771.33	346.175	2,065.00	12.72	452.37	7,647.60
16	Manipur		5.45			0.03	5.48
17	Meghalaya		31.03			0.01	31.04
18	Mizoram		41.47			0.1	41.57
19	Nagaland		30.67			0.5	31.17
20	Orissa		64.625	50.4		79.42	194.45
21	Punjab		170.9	179	9.25	793.95	1,153.10
22	Rajasthan	4,281.72	23.85	119.3		1,812.93	6,237.80
23	Sikkim		52.11			0	52.11
24	Tamil Nadu	7,861.46	123.05	878	8.05	1,691.83	10,562.39
25	Telangana	100.8		158.1		1286.98	1,545.88
26	Tripura		16.01			5.09	21.10
27	Uttar Pradesh		25.1	1,933.00	5	336.73	2,299.83
28	Uttarakhand		209.32	73		233.49	515.81
29	West Bengal		98.5	300		26.14	424.64
30	Adaman & Nicobar		5.25			6.56	11.81
31	Chandigarh					17.32	17.32
32	Dadar & Nagar Haveli					2.97	2.97
33	Daman & Diu					10.46	10.46
34	Delhi				16	40.27	56.27
35	Lakshwadeep					0.71	0.71
36	Pondicherry					0.08	0.08
37	Others	4.3				58.31	62.61
	<b>Total</b>	<b>32,279.77</b>	<b>4,379.86</b>	<b>8,181.70</b>	<b>114.08</b>	<b>12,288.83</b>	<b>57,244.24</b>

## ANNEXURE-6.3

**TENTATIVE STATE-WISE BREAK-UP OF RENEWABLE POWER TARGET TO BE ACHIEVED BY  
THE YEAR 2022 FOR CUMULATIVE ACHIEVEMENT OF 175 GW INSTALLED CAPACITY  
(ALL FIGURES IN MW)**

State/UTs	Solar Power	Wind Power	Small Hydro Power+ Biomass Power	TOTAL
Delhi	2,762		32	2794
Haryana	4,142		234	4,376
Himachal Pradesh	776		1,500	2,276
Jammu & Kashmir	1,155		158.03	1,313
Punjab	4,772		359.15	5,131
Rajasthan	5,762	8,600	143	14,505
Uttar Pradesh	10,697		2524	13,221
Uttarakhand	900		897	1,797
Chandigarh	153			153
<b>Northern Region</b>	<b>31,119</b>	<b>8,600</b>	<b>5,847</b>	<b>45,566</b>
Goa	358			358
Gujarat	8,020	8,800	313	17,133
Chhattisgarh	1,783		304	2,087
Madhya Pradesh	5,675	6,200	183.06	12,058
Maharashtra	11,926	7,600	2519	22,045
D. & N. Haveli	449			449
Daman & Diu	199			199
<b>Western Region</b>	<b>28,410</b>	<b>22,600</b>	<b>3,319</b>	<b>54,329</b>
Andhra Pradesh	9,834	8,100	678.34	18,612
Telangana		2,000	158	2,158
Karnataka	5,697	6,200	2920	14,817
Kerala	1,870		213.02	2,083
Tamil Nadu	8,884	11,900	1009.10	21,793
Puducherry	246			246
<b>Southern Region</b>	<b>26,531</b>	<b>28,200</b>	<b>4,979</b>	<b>59,710</b>
Bihar	2,493		269	2,762
Jharkhand	1,995		10	2,005
Orissa	2,377		115	2,492
West Bengal	5,336		398.5	5,735
Sikkim	36		52.11	88
<b>Eastern Region</b>	<b>12,237</b>		<b>845</b>	<b>13,082</b>
Assam	663		34.11	697
Manipur	105		5.45	110
Meghalaya	161		31.03	192
Nagaland	61		30.67	92
Tripura	105		16.01	121
Arunachal Pradesh	39		200	239
Mizoram	72		41.47	113
<b>North Eastern Region</b>	<b>1,206</b>		<b>359</b>	<b>1565</b>
Andaman & Nicobar Islands	27		5.25	27
Lakshadweep	4			4
Other ( New States)	58.31	600	120	720
<b>All India</b>	<b>99,592</b>	<b>60,000</b>	<b>15,474</b>	<b>1,75,066</b>

---

**CHAPTER 7**  
**HYDRO POWER IN INDIA**

---

**7.0 INTRODUCTION**

India has considerable hydro power potential, which being a renewable source of energy can play a key role in reducing the carbon footprint of the Indian power sector and efforts are being set afoot in this direction. A Hydro Electric Project has a long useful life extending to well over 50 years and helps in conserving scarce fossil fuels. Development of hydro projects is important to meet the objective of sustainable development and for energy security of the country. Development of hydro power projects also provides the added advantage of opening up avenues for development of remote and backward regions of the country. Hydro power stations have the inherent ability for instantaneous starting, stopping and managing load variability which helps in improving reliability of the power system. Hydro Electric Projects are ideal for meeting the peak requirement and the balancing requirement arising due to variability of renewable energy sources.

**7.1. HYDRO-ELECTRIC POWER POTENTIAL AND DEVELOPMENT****7.1.1 Hydro-Electric Potential**

An assessment was made of the hydro-electric potential in the country by CEA in the year 1987, based on observed basic data on topographic features of river basins, discharge characteristics of rivers at a large number of sites, geological and other information. According to the assessment, the total Hydro Electric Power potential in the country was assessed as 84,044 MW (at 60% load factor) from a total of 845 number of identified H.E. Schemes which when fully developed would result in an installed capacity of about 1,48,701 MW on the basis of probable average load factor. The total hydro energy potential is assessed as 600 billion units per year. The Great Indus, the Ganga and the Brahmaputra rivers with their innumerable tributaries originating from the Himalayas constitute about 70% of the country's assessed hydropower potential. In addition, the assessment studies have also identified 63 sites for Pumped Storage Schemes (PSS) with total installation of about 96,000 MW. In addition to above, a sizable potential was identified by CEA for development of micro, mini and small hydro schemes on rivulets and canal drops. 1,512 no. of small hydro-electric schemes having aggregate installed capacity of above 6,782 MW on canal falls/rivers have been identified. The matter relating to H.E. Projects up to 25 MW is being looked after by MNRE and the potential of small H.E. Projects has been assessed by MNRE as 19,749 MW.

As on 31<sup>st</sup> March, 2017, Hydro Electric Schemes (above 25 MW capacity) have a total installed capacity of 44,478 MW including Pumped storage schemes (PSS) capacity of 4,785 MW. The hydro schemes under construction, account to capacity of 10848.5 MW (excluding PSS of 1,080 MW). Hydro Electric schemes totaling to capacity of 25,160 MW are concurred by CEA and yet to be taken up for construction, schemes totaling to 6,414 MW are under examination in CEA, DPRs of capacity totaling to 8,094 MW has been appraised but returned for resubmission, schemes totaling to 6,327 MW are under study and investigation(S&I) and schemes totaling to 13,857 MW on which Study & Investigation is held up or yet to be taken up. Summary of the status of Hydro Electric Potential development in the country is indicated in **Tables 7.1**.

---

**Table 7.1**  
**Summary of the status of Hydro Electric Potential**  
 (As on 31st March ,2017)

	Conventional			Pumped Storage		
	Nos.	Capacity (MW)	(%)	Nos.	Capacity (MW)	(%)
Total Potential		145320*			96524	
Schemes under Operation	193*	39692.8	27.31	9	4785.6	4.96
Schemes under Construction	41	10848.5	7.47	2	1080	1.12
DPRs Concurred by CEA & yet to be taken up for construction	43	25160	17.31	1	1000	1.04
DPRs under Examination by CEA	9	6414	4.41	0	0	0
DPRs returned by CEA for resubmission	26	8094	5.57	1	500	0.52
Under S & I for preparation of DPRs	40	6327	4.35	0	0	0
Schemes under S&I- Held up	42	13857	9.54	0	0	0
Total Developed/ under Development	394	110393.3	75.97	13	7365.6	7.63

**Note:** - The matters relating to hydro projects below 25 MW are looked after by Ministry of New & Renewable Energy (MNRE).

# 1 Unit (40 MW) of Panchet and 1 unit (110 MW) of Nagarjunasagar included in PSS.

\* Excluding projects below 25MW. (148,701 MW including below 25 MW power projects)

Region wise and basin wise status of hydroelectric capacity is given in **Table 7.2**, **Table 7.3** and **Exhibit 7.1**.

**Table 7.2**

**Region wise Status of Hydro Electric Capacity**  
**(In terms of Installed Capacity-above 25 MW as on 31st March,2017)**

Region/ State	Identified Capacity as per Assessment study (MW)		Capacity Developed		Capacity Under construction		Capacity yet to be developed	
	Total (MW)	Above 25 MW	(MW)	(%) )	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Northern	53395	52263	18527.3	35.45	4898.5	9.37	28837.3	55.18
Western	8928	8131	5552.0	68.28	400.0	4.92	2179.0	26.80
Southern	16458	15890	9653.1	60.75	1150.0	7.24	5086.9	32.01
Eastern	10949	10680	4718.5	44.18	1446.0	13.54	4515.6	42.28
North Eastern	58971	58356	1242.0	2.13	2954.0	5.06	54160.0	92.81
All India	148701	145320	39692.8	27.31	10848.5	7.47	94778.7	65.22

Note: - 1. In addition to above 4785.60 MW PSS are under operation and 1080 MW PSS under construction.

Exhibit 7.1

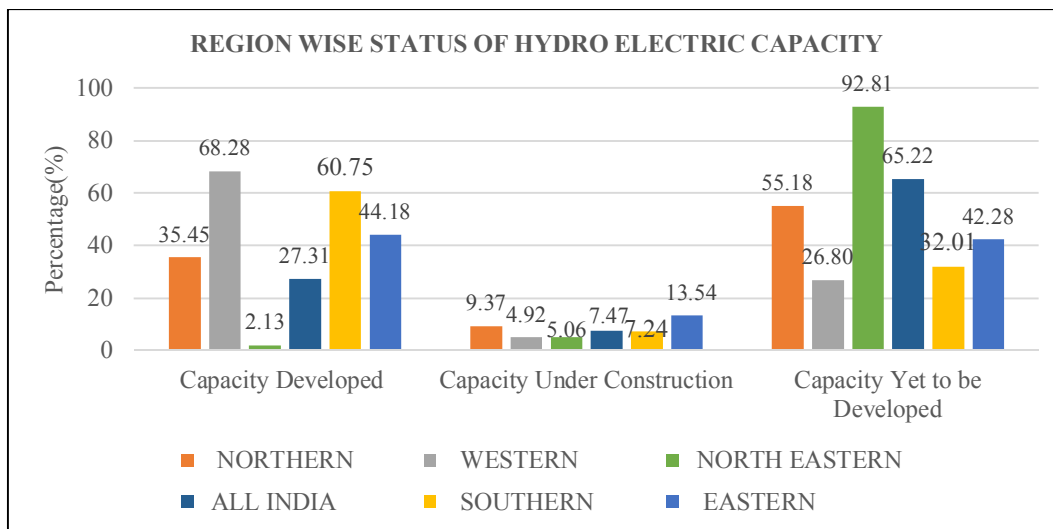


Table 7.3

**Basin wise Status of H.E. Potential Development-Basin wise**  
**(In Terms of Installed Capacity-Above 25 MW as on 31<sup>st</sup> March,2017)**

River Basin	Identified Capacity as per Reassessment Study (MW)		Capacity Developed		Capacity Under Construction		Capacity Yet to be Developed	
	Total	Above 25 MW	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Indus	33832	33028	13798.3	41.78	3357.5	10.17	15872.2	48.06
Ganga	20711	20252	5317.2	26.26	1541.0	7.61	13393.6	66.14
Central Indian River System	4152	3868	3147.5	81.37	400.0	10.34	320.5	8.29
West Flowing Rivers System	9430	8997	5681.7	63.15	100.0	1.11	3215.3	35.74
East Flowing Rivers System	14511	13775	8163.2	59.26	1050.0	7.62	4561.9	33.12
Brahmaputra	66065	65400	3585.0	5.48	4400.0	6.73	57415.0	87.79
<b>Total</b>	<b>148701</b>	<b>145320</b>	<b>39692.9</b>	<b>27.31</b>	<b>10848.5</b>	<b>7.47</b>	<b>94778.7</b>	<b>65.22</b>

Note: - 1. In addition to above 4785.60 MW PSS are under operation and 1080 MW PSS under construction.

### 7.1.2 Share of Hydro-electric Installed Capacity & Generation

A small Hydro-Electric Plant (130 kW) established near Darjeeling, West Bengal in 1897 ushered the beginning of hydro-electric power development in the country. Since then, development of hydro-electric power in the country has made rapid strides. The hydro installed capacity which was only 508 MW in 1947 with 12 no. of HEP (51 units), with maximum unit size of 22 MW at Bhira HEP of Tata Power, has risen to 44,478.5 MW as on 31<sup>st</sup> March, 2017 from Hydro Electric stations above 25 MW capacity. Conventional Hydro Electric Stations of run-of-river type, single purpose hydroelectric stations with storage, multipurpose projects as well as pumped storage projects have been executed throughout the country. The maximum unit size is now 250 MW at Koyna Stage-IV of MAHAGENCO, Nathpa Jhakri of SJVNL, Tehri of THDC and Karcham Wangtoo of JPVL.

The installed capacity of Hydro-Electric Stations vis-à-vis total capacity, the contribution in generation by hydro plants and trend of hydro capacity & generation over the years are indicated in **Table-7.4** and at **Exhibit 7.2**. From **Table 7.4**, it may be observed that the overall share of hydro in terms of installed capacity in the country has risen from 37.30% at the end of 1947 to 50.61% during 1962-63 and thereafter declined to 13.6% at the end of 2016-17. The generation from hydro stations during the year 2016-17, accounts for 10.59% of the total energy generation in the country. Region wise summary of hydro Installed capacity are indicated in **Table 7.5**.

Sector wise contribution of hydro generation during the year 2016-17 in Central, State and Private sectors were 47.3%, 42.0% and 10.7% respectively while sector-wise distribution of hydro installed capacity as on 31<sup>st</sup> March, 2017 in Central, State and Private Sectors is 26.2%, 66.7% and 7.1% respectively. These details are illustrated in **Exhibit 7.3**.

**Table 7.4**  
**Hydro-Electric Capacity & Generation Vis-À-Vis Total Capacity & Generation**

Year	Installed Capacity			Generation		
	Total (MW)	Hydro (MW)	Hydro as % of To	Total (MU)	Hydro (MU)	Hydro as % of Total
1947	1362	508	37.30	4072	2194	53.88
1950	1713	560	32.63	5106	2519	49.33
1955-56	2886	1061	36.76	9145	4295	46.97
1960-61	4653	1917	41.20	16937	7837	46.27
1962-63	5801	2936	50.61	22365	11805	52.78
1965-66	9027	4124	45.68	32890	15225	46.29
1968-69	12957	5907	45.59	47434	20723	43.69
1973-74	16664	6966	41.80	66689	28972	43.44
1978-79	26680	10833	40.60	10252	47159	46.00
1979-80	28448	11384	40.02	10462	45478	43.47
1984-85	42585	14460	33.96	15685	53948	34.39
1989-90	63636	18307	28.77	24543	62116	25.31
1991-92	69065	19194	27.79	28702	72757	25.35
1996-97	85795	21658	25.24	39588	68901	17.40
1997-98	89203	21904	24.58	42174	74582	17.68
1998-99	92269	22479	24.10	44746	82923	18.53
1999-00	97837	23857	24.37	48112	80755	16.78
2000-01	101450	25153	24.75	49942	74362	14.89
2001-02	105046	26269	25.01	51506	73759	14.32
2002-03	107877	26767	24.81	53160	63834	12.01
2003-04	112684	29507	26.19	55811	73775	13.22
2004-05	118419	30936	26.12	58741	84495	14.38
2005-06	124287	32326	26.01	62463	101293	16.22
2006-07	132321	34662	26.19	65951	113359	17.19
2007-08	143061	37002	25.86	70446	123424	17.52
2008-09	147917	36846	24.91	71465	109840	15.37
2009-10	159398	36863	23.13	76342	103916	13.61
2010-11	173626	37567	21.64	80553	114257	14.18
2011-12	199877	38990	19.51	871602	130510	14.97
2012-13	223344	39491	17.68	907262	113720	12.53
2013-14	243029	40531	16.68	961552	134848	14.02
2014-15	267637	41267	15.42	1043665	129244	12.38
2015-16	302088	42783	14.16	1102578	121376	11.00
2016-17	326832	44478	13.6	1154523	122377	10.59

Note: Capacity above 25 MW only has been considered. Generation from only Conventional Sources considered

## Exhibits 7.2

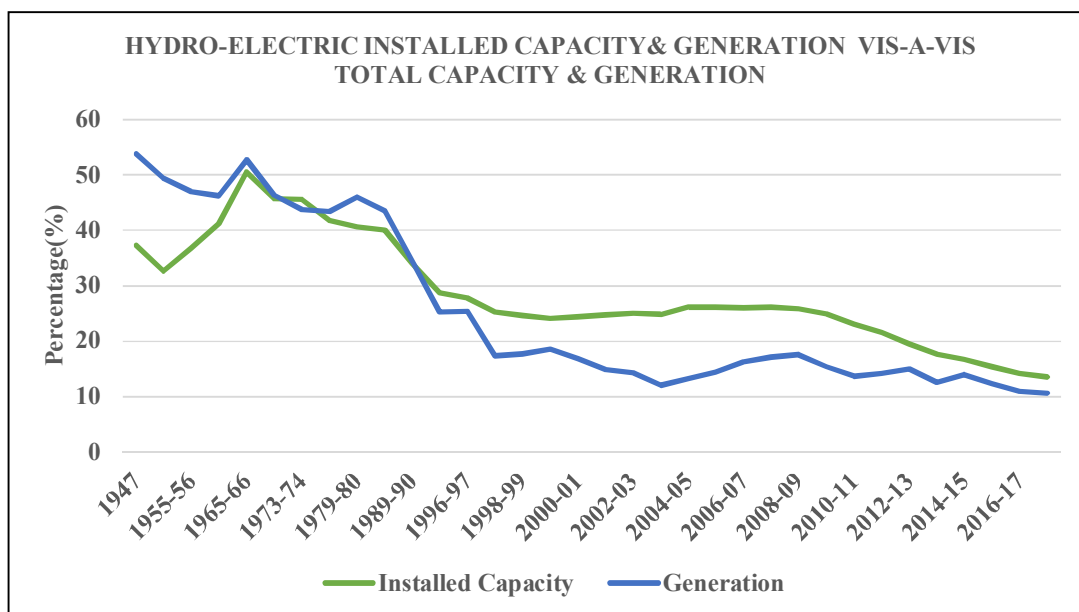
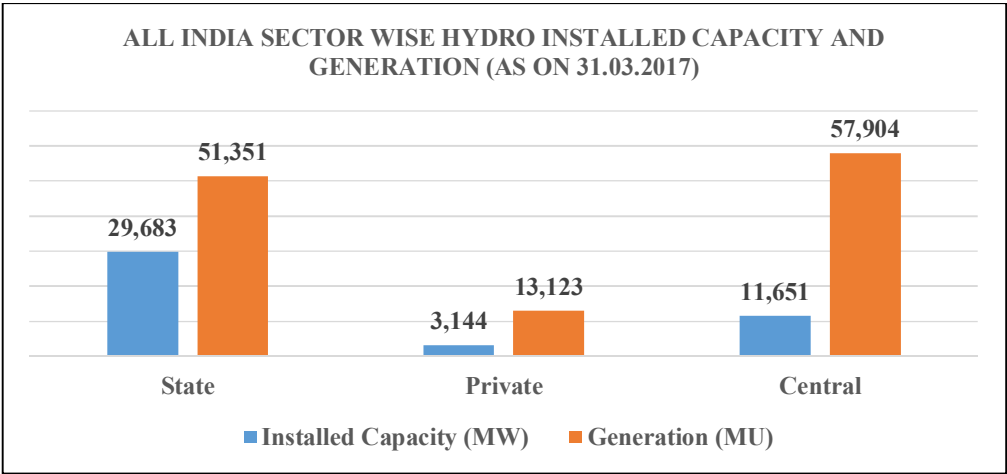


Table 7.5

**Region-wise summary of Hydro Electric Installed Capacity  
(Above 25 MW Capacity as On 31<sup>st</sup> March, 2017)**

REGION	NO. OF STATIONS	NO. OF UNITS	CAPACITY (MW)
NORTHERN	71	238	18527.27
WESTERN	29	101	7392.00
SOUTHERN	70	252	11773.45
EASTERN	20	74	5543.70
NORTH EASTERN	10	29	1242.00
ALL INDIA (TOTAL)	198	694	44478.42

Exhibit 7.3



Typical variation in hydro generation in different seasons are shown in Exhibit 7.4.

Exhibit 7.4(a)

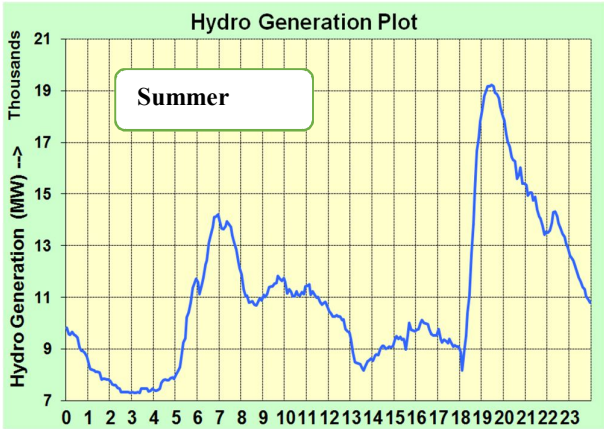


Exhibit 7.4(b)

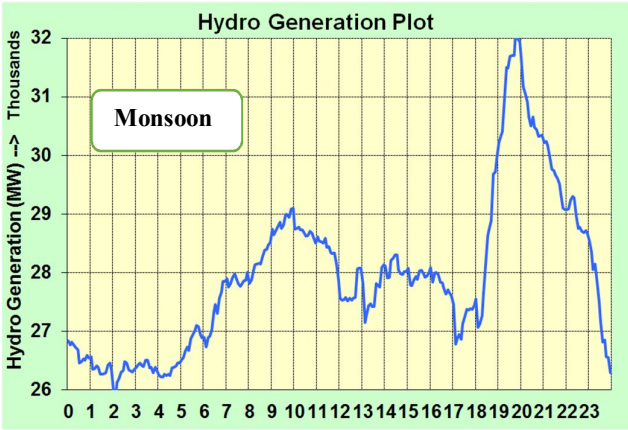
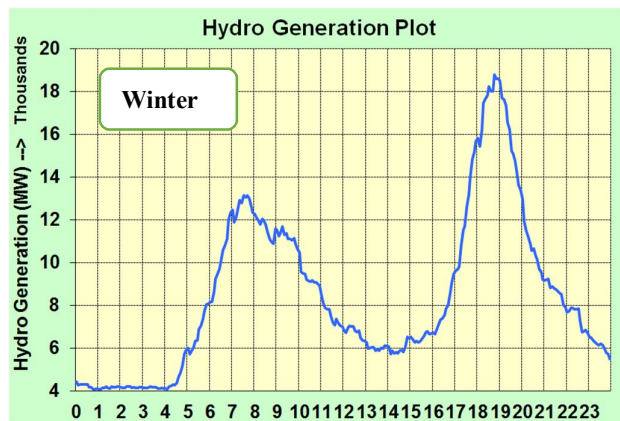


Exhibit 7.4(c)



## 7.2 HYDRO POWER – A FLEXIBLE SOLUTION

The power system operation stability requires the system to minimise fluctuations between demand and supply. This encompasses, for example, short term reserves (generation, storage, demand response) to cover potential incidents, which decrease power supply to the system, or to respond to short-term variations in demand and generation. Hydropower therefore provides an ideal solution for the challenges of a transitioning power system.

Hydropower brings a strong contribution to flexibility in the power system today filling the gap between supply and demand that has been induced by the non-dispatchable variability of RES. The storage capabilities of many hydropower plants make them a perfect instrument for optimising the use of variable RES over shorter and longer periods. Hydropower also provides a number of ancillary services which are needed in order to manage a transmission system in a way that secures system stability and security of supply. Moreover, during power system restoration, such as in the case of an extreme event (e.g. blackout), auxiliary loads of conventional thermal and nuclear power plants need external power source, which can be provided quickly by hydropower.

Hydropower plants with reservoirs reduce the dependency on the variability of the natural inflow and enable adjustments of power generation to the variability in demand. These plants are operated on a scheduled basis taking into account data regarding water flow forecast and consumption patterns. They are commonly used for intense load following and to meet peak demand. The generation of peak-load energy from reservoir type hydropower plants allows the optimisation of base-load power generation from other less flexible electricity sources, such as nuclear and thermal power plants. Besides contributing to water management activities (flood control, irrigation, drinking water, etc.), hydropower plants with reservoirs also introduce unique benefits to the electricity system. There are different types of hydropower plants with reservoirs.

Storage hydro plant (or conventional reservoir-type hydropower plant) takes advantage of large reservoirs with natural inflow of water and the possibility to reduce or increase the water outflow instantaneously. The water is stored in the reservoir and no pumps are needed. Pumped storage power plants store energy by pumping water from a lower to a higher reservoir and converting the potential energy back into electricity. These reservoirs can be natural or artificial. Both types of pumped storage plants enable the power system to receive and store energy in periods of low demand or excessive generation, and generate electricity in times of higher demand. The role of pumped storage hydropower plants is twofold: they balance the grid for demand-driven fluctuations, and balance generation-driven fluctuations. Storage possibilities combined with the instant start and stop of generation make hydropower plants very flexible. Pumped storage and storage hydro with peak generation are able to cope with high generation-driven fluctuations and can provide active power within a short period of time.

Conventional reservoir-type hydropower plants and pumped storage power plants can provide the full range of grid-stabilising services in view of their ability to follow demand or generation fluctuations within only a few minutes. There are several different ancillary services or grid stabilising services of hydropower, thus facilitating the integration of variable RES into the power system and providing a key tool to maintain a stable and balanced grid:

---

• **Back-up and reserve:** hydropower plants have the ability to enter load into an electrical system from a source that is not on-line. Hydropower can provide this service while not consuming additional fuel, thereby ensuring minimal emissions.

• **Quick-start capability:** hydropower's quick-start capability takes just a few minutes.

• **Black start capability:** hydropower plants have the capability to run at a zero load. When loads increase, additional power can be delivered rapidly to the system in order to meet demand.

• **Regulation and frequency response:** hydro plants contribute towards maintaining the frequency within the given margins through continuous modulation of active power and to address moment-to moment fluctuations in system power requirements. Hydropower's fast response ability makes it especially valuable in covering steep load gradients (ramp rates) through its fast load-following.

• **Voltage support:** hydropower plants have the ability to control reactive power, thereby ensuring that power will flow from generation to load. They also contribute to maintain voltage by injecting or absorbing reactive power to the system/Grid.

• **Spinning reserve:** hydropower supports the dynamic behaviour of the grid operation. Hydropower plants can provide spinning reserve – additional power supply that can be made available to the transmission system within a few seconds in case of unexpected load changes in the grid.

Hydropower plants with a small reservoir are sometimes also called pondage plants. These are designed to modulate generation on a daily or weekly basis. Pondage plants can provide flexibility services mainly through balancing power. They also provide frequency and voltage control as ancillary services.

Run-of-river hydro plants have little or no storage capacity. They therefore offer short-term storage possibilities (few minutes' dynamic cycle), thus allowing for some adaptation to demand, especially for ancillary services, such as frequency and voltage control.

To sum up, flexibility solutions of hydropower include:

- accommodating large variations in residual demand (to counter variability of RES, as sun does not always shine and wind does not blow constantly),
- providing increasing ramp rates in real time, caused by sudden changes of generation
- offsetting unexpected variations in production due to forecast errors in the intra-day markets or in the form of balancing power or ancillary services.

The hydro capacity of 44,479 MW (as on 31<sup>st</sup> March, 2017) consist of **3611.67** MW Run of River (RoR); **15,139** MW RoR with pondage; **20,942** MW storage type includes 4785.6 MW of pump storage type. The region wise types of hydro are detailed in **Table 7.6**.

---

**Table 7.6**  
**Region Wise- Type Wise Hydro Installed Capacity (AS ON 31.03.2017)**

(All Figures in MW)

REGION	Type of Hydro Projects				Total Capacity (MW)
	ROR	ROR (P)	STORAGE	PSS	
NORTHERN	3375.67	9641.00	5510.60	0.00	18527.27
WESTERN	30.00	1059.00	4463.00	1840.00	7392.00
SOUTHERN	60.00	1354.00	8353.85	2005.60	11773.45
EASTERN	146.00	2334.00	2123.70	940.00	5543.70
NORTH EASTERN	0.00	751.00	491.00	0.00	1242.00
	<b>3611.67</b>	<b>15139.00</b>	<b>20942.15</b>	<b>4785.60</b>	<b>44478.42</b>

Considering 80% availability of storage type plant and 50% availability of RoR with pondage type plants, the ramp up capacity provided by hydro plants would be more than 25000 MW.

### 7.3 PUMPED STORAGE PLANTS – BEST FRIEND OF ELECTRICITY GRID

While many forms of energy storage systems have been installed globally, Pumped Storage Plants (PSP) are playing an increasingly important role in providing peaking power and maintaining system stability in the power system of many countries. Pumped storage technology is the long term technically proven, cost effective, highly efficient and operationally flexible way of energy storage on a large scale to store intermittent and variant energy generated by solar and wind.

PSPs improve overall economy of power system operation, increase capacity utilization of thermal stations and reduce operational problems of thermal stations during light load period. The other advantages of pumped storage development are availability of spinning reserve at almost no cost to the system and regulating frequency to meet sudden load changes in the network. PSPs have the ability to provide ancillary benefits such as flexible capacity, voltage support and Black- start facility etc. Pumped storage technology has advanced significantly since its original introduction and now includes adjustable speed pumped turbines which can quickly shift from motor, to generator, to synchronous condenser modes, for easier and more flexible operation of the Grid.

Out of 96,524 MW of pumped storage potential identified in India by CEA at 63 sites, at present 9 pumped storage schemes with aggregate installed capacity of 4,786 MW are in operation out of which only 5 Nos. plants with aggregate installed capacity of 2,600 MW are being operated in pumping mode. The remaining 4 Nos. plants with an installed capacity of about 2,200 MW are not operating in pumping mode mainly because the 2<sup>nd</sup> reservoir is either under construction or the same has not been constructed. Efforts should be made to complete and operationalize the pump storage projects not running in PSP mode by resolving the issues. A PSP operation of a typical day is shown in **Exhibit 7.5**.

Exhibit 7.5(a)

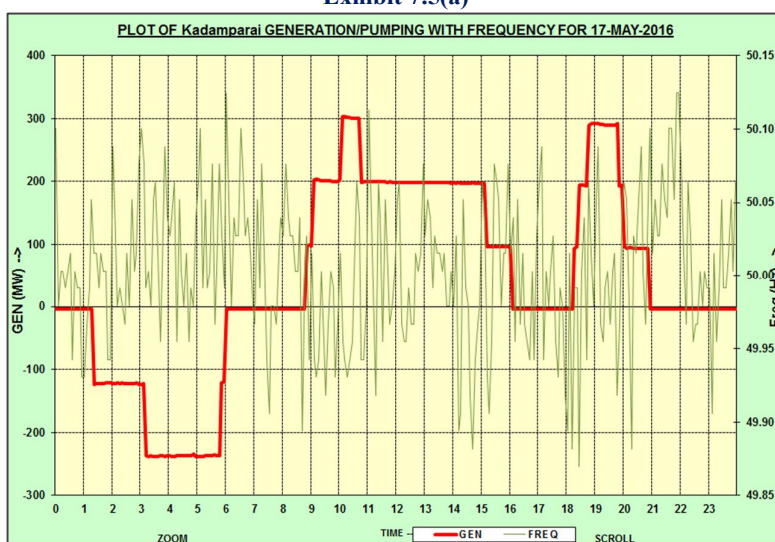
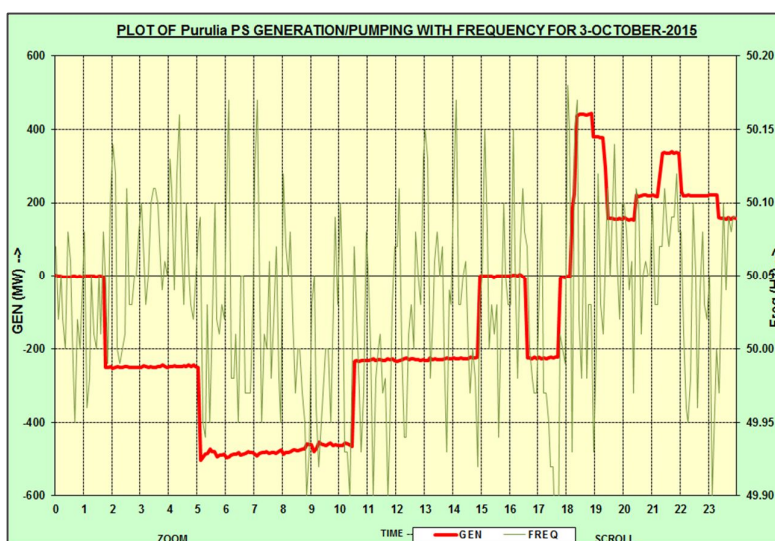
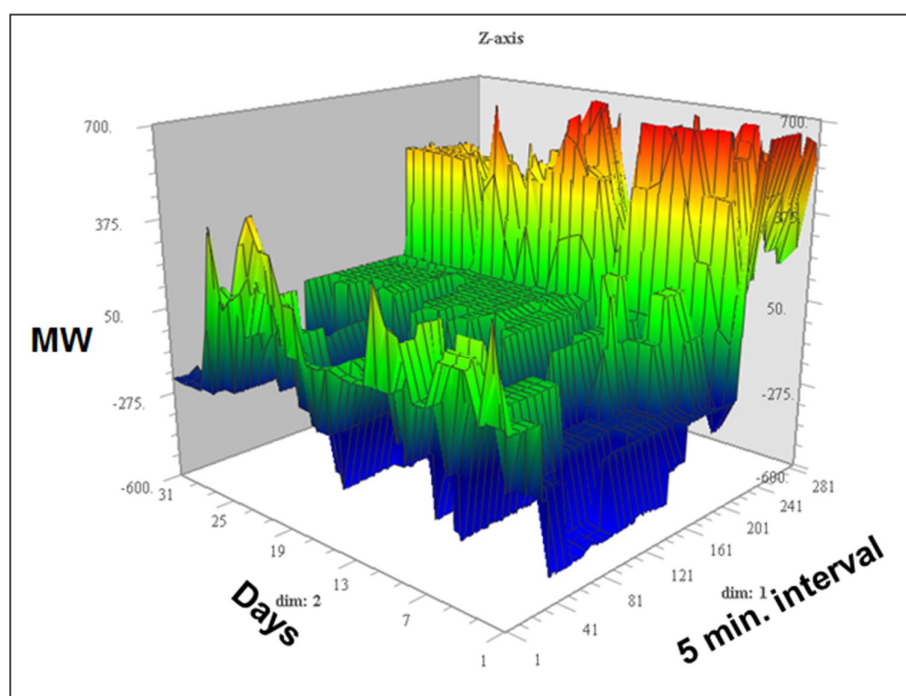


Exhibit 7.5(b)



**Exhibit 7.5(c)**  
**Typical Pumped Storage Operation over a month**



Since the energy gained from Pumped Storage Plants (PSP) is less than the energy input, it is necessary that off-peak power to be used as input may be available at reasonable tariff for making the Pumped Storage Plants commercially viable. An analysis of the Market Clearing Price (MCP) in the Peak and Off-Peak hours in the Power Exchange is presented in **Table 7.7**.

**Table 7.7**  
**Market Clearing Price (MCP) in ₹/kWh**

Year	Peak (18-23 hours)	Night (23-06 hours)	Day (11-17 hours)	Peak/Off peak prices
	A	B	C	D=A/B
2008	8.27	6.10	8.20	1.36
2009	6.08	4.53	6.64	1.34
2010	4.28	2.99	3.99	1.43
2011	4.20	2.88	3.83	1.46
2012	3.93	3.17	3.75	1.24
2013	3.14	2.33	3.13	1.35
2014	4.02	2.92	3.96	1.38
2015	3.13	2.37	3.05	1.32
2016	2.68	2.24	2.68	1.20

*Source: IEX Website*

If a PSP pumps for 7 hours in a day, then, it can generate for 5.25 hours assuming 75% overall efficiency. It is seen, from the above analysis, that as long as the price for 5.25 hours is more than  $(7/5.25 \sim 1.33)$  times the pumping price, it implies payment for only fixed costs of pumped storage. If the overall efficiency improves to 80%, the need for price differential in peak hours reduces to 25%.

In view of infusion of high RES, Pump Storage Development has to be treated as a separate category. Separate Policy instrument is required to incentivize PSPs. The pumped storage capacity was assessed by CEA in 1987, since then there have been many changes in environment laws & technology which calls for re-assessment of the potential.

In India, with increased penetration of RES in the grid, present practice of real time imbalance management may not be sufficient for handling large scale uncertainty in RES and limit the integration of renewable energy generation. The transmission corridors for evacuation of renewable power is being firmed up for the plan of having 175 GW of RE power in next 5 years, it is imperative to develop more PSPs and the benefits being given to RE projects may also be extended to the PSPs. The development of pumped storage particularly in the areas with concentrated wind and solar generation would significantly improve the grid reliability and it would act as the best partner for the Renewable Energy integration.

While benefits of having pumped storage hydro power are known but current market structures and regulatory frameworks do not present an effective means of achieving this goal. There is need for regulatory mechanism/ market incentives for effective integration of new generation, energy storage and transmission or that makes the PSP a commercially viable proposition. Regulatory Commissions may incentivize Tariff for PSPs and financial institutions should consider providing attractive terms for financing of PSPs.

#### **7.4 IMPORTANCE OF HYDRO IN PRESENT SCENARIO**

The current development profile and trends in generation capacity addition in India have resulted in the following aspects:

- Skewed development pattern between different generation technologies: The current portfolio of installed capacity of 3,26,832.5 MW as on 31.03.2017 is dominated by thermal power with around 66.8% share. Hydro, with an installed capacity of 44,478.5 MW has a share of around 13.6%. Adequate diversity in generation asset base has not been maintained with growth in hydro assets not being concomitant with growth in the thermal asset base. This also impacts the long-term least cost development pattern with over reliance on 25-year thermal plants vis- à-vis more than 40-year hydro assets.
- Inadequate peaking and quick response capability: While regional grids have been integrated and frequency regimes have been streamlined, the country faces lack of assets capable of meeting peaking deficits and with quick response characteristics. For meeting peak requirement and to mitigate the variability due to renewable energy sources of the order of 175 GW by 2022 and in the shortage of gas, the peak and the balancing requirement is to be primarily met by Hydro Electric Projects.
- Sustainable low carbon development: While India is considering a low carbon strategy and actively considering focusing on Energy Efficient Renovation & Modernization to utilise existing assets, the low carbon strategy can be fostered further with a higher thrust on green capacity additions via hydropower development. These factors necessitate renewed emphasis on 'responsible hydropower development' to promote economic growth. Hydro's critical role in sustainable development and energy security for the country is based on the elements of sustainability, availability and affordability.

#### **7.5 CURRENT ISSUES AND CHALLENGES**

Development of hydro power projects is fraught with a number of uncertainties. Broadly, the problems faced by developers can be grouped into those related to the project location, to its geology, and to issues of resettlement and rehabilitation. Typically, hydro projects are high cost, long gestation projects and are highly vulnerable to any uncertainties.

##### **1) Land Acquisition Issues**

Land availability and acquisition are among the core structural issues that impact almost all infrastructure sectors. Problems arising in the acquisition of land for hydropower projects are causing suspension and delay in construction activities.

##### **2) Environment and Forest issues**

Hydropower projects often require forest areas for their implementation and compensatory afforestation on non-forest lands. Progress of many projects has been affected on account of delay and non-clearance on environment and forest aspects. Construction and operation of hydropower dams can significantly affect natural river systems as well as fish and wildlife populations.

**3) Rehabilitation & Resettlement Issues**

Hydropower projects involve submergence causing the displacement of project area people. The rehabilitation of project affected people is also a major issue which is more pronounced in the case of storage-based hydropower projects.

**4) Enabling infrastructure**

A number of hydropower projects are located in remote sites in States which do not have adequate demand for electricity. This creates the requirement for developing enabling infrastructure for power evacuation. The 'chicken neck' presents geographical constraints in developing requisite transmission infrastructure for hydropower evacuation from the north east. There are certain other challenges for the coordinated development of the transmission network, e.g. identifying beneficiaries well in advance, developing excess evacuation capacity keeping in mind the future development of projects (especially where there are Right of Way (RoW) issues). Furthermore, the Plant Load Factor (PLF) for hydropower projects is typically less than 50%, as a result of which significant transmission capacity is under-utilised. All these result in higher transmission costs.

Hydropower projects also require the development of associated infrastructure such as roads and bridges in the area. Inclusion of the cost of development of such associated infrastructure increases the cost of power generated affecting project viability and sustainability. Lack of infrastructure such as schools, hospitals and difficult access to sites often become blocks to moving skilled manpower to difficult project sites.

**5) Law & Order / Local issues**

Protests by the local people against the construction activities like blasting, muck disposal etc. and demands for employment, extra compensation etc. often create law and order problems which delays the commencement and affects progress of the works.

**6) Technical challenges**

Techno economic viability of hydropower projects depends on the geology, topography, hydrology and accessibility of the project site. Even if extensive investigations using State-of-the-art investigation and construction techniques are adopted, an element of uncertainty remains in the sub-surface geology. Geological surprises during actual construction cannot be ruled out. This unpredictable geology is more pronounced in the young fold Himalayas where most of the Indian hydropower potential resides. Such technical challenges add to construction risks.

**7) Natural Calamities**

Natural calamities like unprecedented rain / flash floods, cloud burst, earthquake etc delay the completion of project.

**8) Inter-State Issues**

Planning for hydropower development in India has generally been oriented toward individual projects. However, this approach has several limitations for sustainable development of an entire river basin. Inter-State disputes are another aspect which hinders integrated river basin development for hydropower projects. A large number of hydropower projects with common river systems between adjoining States are held up due to a lack of inter-State agreements and disputes on water-sharing.

**9) Tariff Design for Hydro**

Tariffs remaining static for the entire life time of the hydro project doesn't send the right signal as far as hydro dispatch is concerned. The tariff design therefore needs to reflect the current capital cost and value of the hydro energy with the gains split between the power plant and its beneficiaries as decided by the Appropriate Commission.

There is need for all hydro power to have a two-part tariff comprising of a fixed cost and variable cost. Conventionally, the variable cost of hydro power stations is considered as NIL; so a hybrid tariff model is required for all hydro power stations similar to that prevailing for the power stations whose tariff is decided by the Central Electricity Regulatory Commission (CERC). Currently, the Annual Fixed Charges (AFC) of such power plants is divided equally into Fixed Charge and Energy Charge with the latter apportioned amongst the saleable Design Energy (DE) for the whole year.

The DE figures should be available both on ten daily basis as well as monthly basis for 50% and 90% dependable years and these figures should be available on public domain. Policy needs to promote coordination between IMD and CWC for creating infrastructure for inflow forecasting and precipitation forecasting in the catchment area of a river basin.

#### **10) Non-availability of Grid power during initial stage**

During construction stage the grid power supply is generally not available at construction site. Hence the construction power is being fed through the DG sets the supply to diesel to such remote location takes huge time which delays the commencement and effect progress of the work.

#### **11) Safety and security problem**

Most of the untapped hydro projects of the country are in remote and border areas like J&K, Arunachal Pradesh etc. disturbance from locals and security threats in border area is being faced.

### **7.6 POLICY INITIATIVES TAKEN FOR INCREASING THE HYDRO CAPACITY**

The Government has taken several policy initiatives/measures to tap the hydro potential and to boost hydro power development in the country. The details are given below:

#### **7.6.1 National Electricity Policy, 2005**

National Electricity Policy, 2005 was notified by Govt. of India on 12.2.2005. The salient features of the policy are given below:

- The policy lays maximum emphasis on full development of the feasible hydro potential in the country which will facilitate economic development of States, particularly North Eastern States, Uttarakhand, Himachal Pradesh and Jammu & Kashmir.
- Since the hydel projects call for comparatively larger capital investment, debt financing of longer tenure has been recommended.
- The State Governments have been advised to review procedure for land acquisition and other approvals/clearances for speedy implementation of hydro projects.
- Full support of Central Government has been extended for hydel development by offering the services of CPSUs like NHPC, NEEPCO, SJVNL, THDC etc.

#### **7.6.2 Hydro Power Policy- 2008: Salient Features**

Hydro Power Policy, 2008 has been notified by Govt. of India on 31<sup>st</sup> March, 2008. The salient features of the policy are given below:

- Transparent selection criteria for awarding sites to private developers.
- Enables developer to recover his additional costs through merchant sale of upto a maximum of 40% of the saleable energy.

- Developer to provide 100 units of electricity per month to each Project Affected Family - in cash or kind or a combination of both for 10 years from the COD.
- Developer to assist in implementing rural electrification in the vicinity of the project area & contribute 10% share of the State Govt. under the RGGVY scheme.
- Additional 1% free power from the project (over and above 12% free power earmarked for the host State) for Local Area Development Fund - regular revenue stream for welfare schemes, creation of additional infrastructure and common facilities.
- The State Governments to contribute a matching 1% from their share of 12% free power.

### **7.6.3 Tariff Policy, 2016 (Portions relevant to Hydropower)**

- Intent of Govt. for promotion of HEP emphasized in the objective of the Policy - “To promote HEP generation including PSP to provide adequate peaking reserves, reliable grid operation and integration of variable RE sources”.
- Renewable Purchase Obligation – Hydropower excluded from RPO (8% of the total consumption excluding Hydro power).
- As notified in Revised Tariff Policy, 2016, Cost plus Tariff regime (in which tariff is to be determined by the regulator under section 62 of Electricity Act, 2003) has been extended for public & private sector hydro power projects up to 15.08.2022.
- Certainty of long term PPA for min. 60% of capacity, balance through merchant sale - Provision for extension of PPA beyond 35 years for a further period of 15 years.
- Enabling provision for suitable regulatory framework incentivizing HEPs for using long term financial instruments - in order to reduce tariff burden in the initial years.
- Depreciation – Developer shall have the option of charging lower rate of depreciation vis-à-vis the ceiling determined by CERC.

### **7.6.4 Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013**

Right to Fair Compensation and Transparency in Land Acquisition, Rehabilitation and Resettlement Act, 2013 has been notified by the Govt. of India on 27.09.2013 which have more participation of local people in terms of Land acquisition and Rehabilitation & Resettlement. The main objectives of the Act are given below:

- To ensure a humane, participative, informed and transparent process for land acquisition with the least disturbance to the owners of the land and other affected families
- Provide just and fair compensation to the affected families whose land has been acquired or proposed to be acquired or are affected by such acquisition
- Make adequate provisions for such affected persons for their rehabilitation and resettlement
- Ensure that affected persons become partners in development leading to an improvement in their post-acquisition social and economic status.

### **7.6.5 Other Measures Taken for Increasing the Hydro Capacity**

- A Consultation Process has been evolved for Fast Tracking of S&I activities and preparation of Quality DPRs wherein appraising agencies advise Developer in carrying out various investigations and firming up the project layout etc.
- Time bound appraisal norms have been evolved in CEA for examination of DPRs.
- A number of projects have been prioritized which are being monitored regularly at highest levels by the Govt. of India for their expeditious implementation.
- Central Electricity Authority (CEA) is monitoring the progress of each project regularly through frequent site visits, interaction with the developers and critical study of monthly progress reports.

- 
- A Power Project Monitoring Panel (PPMP) has been set up by the Ministry of Power to independently follow up and monitor the progress of the hydro projects.
  - Regular review meetings are taken by Ministry of Power/ CEA with equipment manufacturers, State Utilities/ CPSUs/ Project developers, etc. to sort out the critical issues.
  - Review meetings are taken by MoP/ CEA with Border Road Organization, Ministry of Road Transport and Highways etc. to sort out the infrastructure issues.

## **7.7. CONCLUSIONS**

- Most hydro facilities have the ability to manage net-load variability and uncertainty. Hydro plants would be able to provide a more valued service to the grid than the manner in which they have historically been used , in view of high penetration of solar and wind energy.
  - Hydro plants shall be considered for compensation for balancing the grid by implementing differential tariff for peak and off-peak power. Pumped storage plants should be encouraged to operate in pump mode by providing incentive for its operation.
  - Infrastructure cost from the Hydro project may be excluded for determining tariff. As the need for generation resources that can provide system flexibility increases with an increased proportional penetration of variable renewables, the value of hydropower and pumped storage will become more significant.
  - At Present, Central Financial Assistance/ Support in the form of grant/ assistance/ subsidy is being provided by the Govt. to the renewable small Hydro Projects up to 25MW capacity. Extension of this Financial Assistance/ Support to all hydro projects (irrespective of the size/ capacity) is likely to give a boost to the development of hydro power in the country.
-

---

**CHAPTER 8****GAS BASED POWER PLANTS****8.0 INTRODUCTION**

Natural Gas is one of the cleanest fuels with less carbon dioxide per joule delivered than either by coal or oil and contains far fewer pollutants than other hydrocarbon fuels and therefore the Natural gas has emerged as the most preferred fuel due to its inherent environmentally benign nature, easy transportability, ease of use, greater efficiency and cost effectiveness. The development of Natural Gas industry in the country started in 1960s with discovery of gas fields in Assam and Gujarat. After discovery of South Basin fields by ONGC in 1970s, Natural Gas assumed importance. The Exploration activities in India were earlier carried out only by the National Oil Companies (ONGC & OIL) under nomination regime. Later private companies were allowed to enter into exploration through JV with National Oil Companies (NOCs) under Pre-NELP (New Exploration Licensing Policy ) regime. Subsequently, 100% foreign participation in exploration was allowed in the current NELP regime. Later discoveries were made in Gujarat, Krishna Godavari (KG) basin, Cauvery basin, Tripura, Assam etc. Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy (HELP) is introduced in March, 2016 for a uniform licensing system to cover all hydrocarbons such as oil, gas, coal bed methane etc. under a single licensing framework coupled with open acreage policy.

The demand of natural gas has sharply increased in the last two decades at the global level. In India, the natural gas sector has gained importance, particularly over the last decade. However, the supply is not keeping pace with the demand. There is shortage of natural gas for the fertilizer plants, power plants and petrochemical complexes. The power and fertilizer industries emerged as the key demand drivers for natural gas due to the scale of their operations, policy intervention and social impact. In an agrarian economy such as India, the priority has been the production of fertilizers.

**8.1 BACKGROUND**

In India, Natural gas produced from domestic sources is being allocated to different sectors by Central Government as per policy guidelines issued from time to time. In case of imported gas, the marketers are free to import Re-gasified Liquid Natural Gas (RLNG) and sell the RLNG to customers.

Gas based generation in India got the impetus when HVJ (Hajira- Vijaypur-Jagdishpur) gas pipeline was commissioned by GAIL in the 80's after discovery of gas in the west coast of India. This led to commissioning of a number of Gas based Combined Cycle Gas Turbines (CCGTs) along the HVJ pipe line in the Western and Northern part of India. Prior to that, very little gas based generation was present in the North East. Apart from the major HVJ trunk pipeline, certain regional gas grids like in KG basin and Kaveri basin also helped in development of some gas based power generation capacities. Isolated fields are located mainly in parts of Rajasthan, Tamil Nadu and North-Eastern Region.

With the New Exploration Licensing Policy (NELP), gas exploration in India got an impetus and the discovery of gas in Krishna Godavari Dhirubhai 6 (KGD6) field by Reliance Industries Limited in 2002, was expected to be a turning point in gas production in the country. With the commissioning of East West pipeline by Reliance Gas Infrastructure India Limited, KGD6 gas got infused into the system in early 2009.

With the commencement of production from KGD6 field and the expectation of considerable increase in the volume of production from this field, number of gas based plants were taken up for implementation in the country even without firm allocation of gas. The peak flow of the gas in KGD6 fields was expected to be about 80 MMSCMD, by the end of the year 2009, and was to increase further in subsequent years. Before the commencement of production from KGD6 fields, gas based power plants were operating primarily with the allocated Administrative Price Mechanism (APM) /Non APM/Panna-Mukta-Tapi- Ravva basin gas from nominated fields, but these supplies were short of their requirement. When KGD6 gas production was about to start in 2009, Empowered Group of Ministers (EGoM) on pricing and utilization for natural gas under New Exploration and Licensing Programme (NELP) made allocation of 63.17 MMSCMD of KGD6 gas to power sector in May 2008 and October 2009. The EGoM in its meeting held on 23<sup>rd</sup> August, 2013 decided that the entire additional NELP gas production, available during the years 2013-14, 2014-15 & 2015-16 after meeting the supply level of 31.5 MMSCMD to fertilizer sector, be supplied to the power sector.

---

Supply of KGD6 gas was started in 2009-10 with 39.67 MMSCMD and reached a peak of 55.35 MMSCMD in 2010-11. The gas from KGD6 started gradually declining to 42.33 MMSCMD in 2011-12, 25.74 MMSCMD in 2012-13 and only 14 MMSCMD in June, 2013. Contrary to the projections, the gradual reduction in production from KGD6 upset the gas based capacity addition programme in the country. When the production from KGD6 field fell to 16 MMSCMD in March, 2013, the supplies to power sector got reduced to zero.

**Table 8.1** below shows the availability of KGD6 Gas to all sectors in various years starting from 2009-10.

**Table 8.1**

**Availability of KG-D6 gas to all Sectors**

Year	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13
Supply in MMSCMD	39.67	55.35	42.33	25.74

## 8.2 PRESENT STATUS

Out of total installed capacity of 3,26,833 MW as on 31st March, 2017, a capacity of 25,330 MW (about 7.75%) is from gas based power plants. However, capacity of 24,037 MW is being monitored by CEA. Out of the total monitored capacity, a capacity of 21,048 MW is connected with Main Pipeline/Gas grid and 2989 MW is connected with isolated gas fields. Of the grid connected gas based capacity of 21,048 MW, 8,042 MW is predominantly APM gas based and 6,897 MW is predominantly on KG D6 gas. Besides this a capacity of 6,110 MW has been commissioned without any gas allocation. In addition, a capacity of 406 MW is under construction and is likely to be commissioned by 2021-22.

Normative Gas requirement to operate the existing Power plants of capacity of 24,037 MW at 90% Plant Load Factor (PLF) is about 117 MMSCMD. However, the total domestic gas allocated to power projects is 87.05 MMSCMD and average gas supplied to these gas based power plants during the year 2016-17 was only 29.59 MMSCMD. The gas grid connected capacity had received 20.22 MMSCMD gas during the year 2016-17 and achieved average PLF of around 19% only and gas based capacity connected with isolated gas field had received 9.37 MMSCMD gas and achieved a PLF of 50.43 %. Therefore, the average Plant Load Factor of gas based generation capacity in the country during 2016-17 is about 22.86%.

Details of gas based capacity with gas supply position for the year 2016-17 is given in Annexure 8.1. Supply of Natural gas to gas based power plants during last few years is shown in **Table 8.2**.

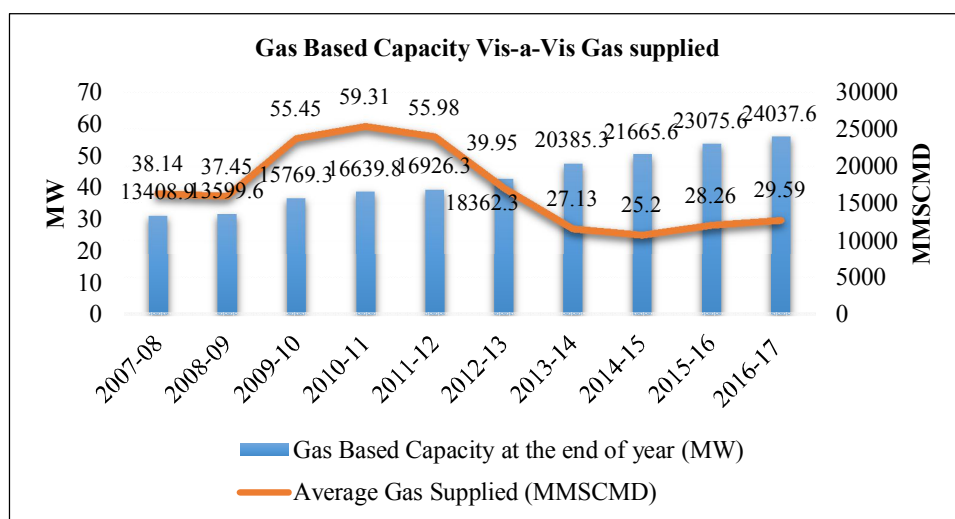
**Table 8.2**

**Average Gas Supply and Shortfall**

Sl.	Years	Gas Capacity Based at the end of year (MW)	Gas Required* (MMSCMD)	Average Gas Supplied (MMSCMD)	Shortfall (MMSCMD)
1	2	3	4	5	(6)=(4)-(5)
1	2007-08	13408.92	65.67	38.14	27.53
2	2008-09	13599.62	66.61	37.45	29.16
3	2009-10	15769.27	78.09	55.45	22.64
4	2010-11	16639.77	81.42	59.31	22.11
5	2011-12	16926.27	81.78	55.98	25.80
6	2012-13	18362.27	90.70	39.95	50.75
7	2013-14	20385.27	97.90	27.13	70.77
8	2014-15	21665.57	104.00	25.20	78.80
9	2015-16	23075.57	113.63	28.26	85.37
10	2016-17	24037.57	117.45	29.59	87.86

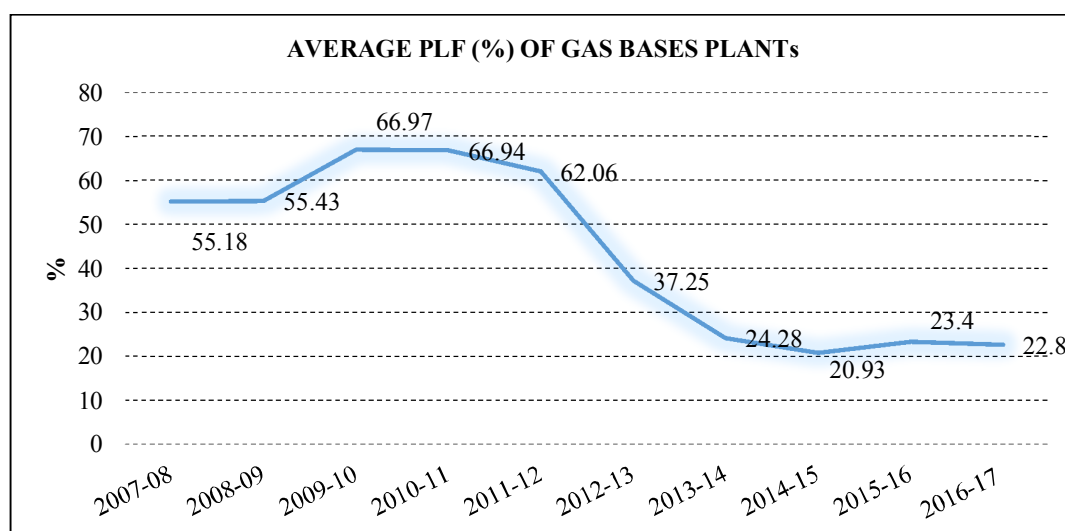
\*normative gas requirement at 90% PLF.

Supply of gas-to-gas based power plants during last few years has been shown in **Exhibit 8.1**.

**Exhibit 8.1**

As can be seen from the **Exhibit 8.1**, domestic gas supply to gas based power plants had reached a peak of 59.31 MMSCMD during 2010-11, thereafter, due to unprecedented reduction in gas supply, the gas supply to gas based power plants had reduced sharply. During the year 2016-17, total gas supplied to gas based power plants was only 29.59 MMSCMD, which is even less than gas supply during 2007-08.

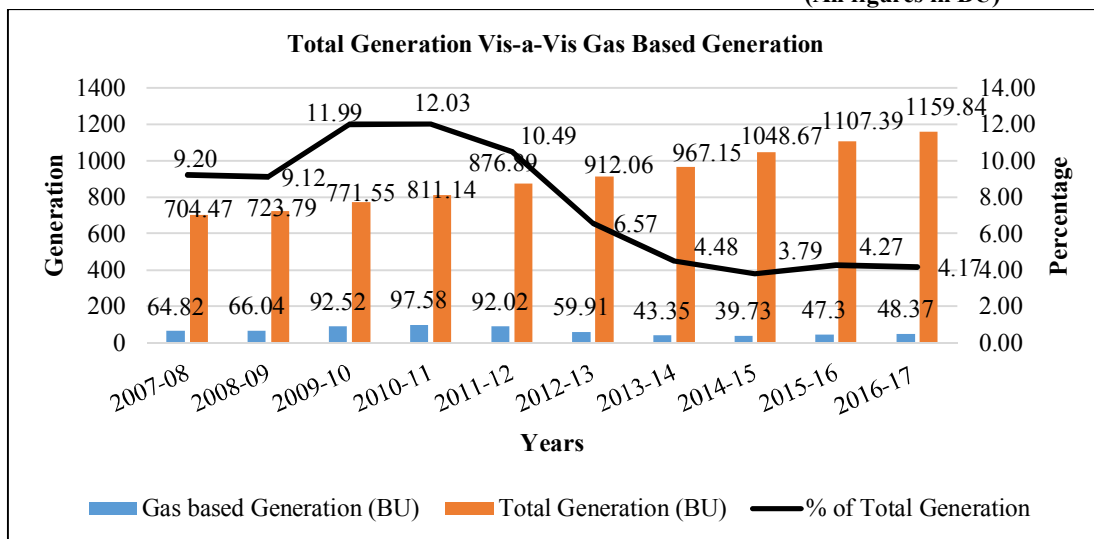
Average PLF of gas based capacity for the last few years is shown in **Exhibit 8.2**. It can be seen from **Exhibit 8.2** that average PLF of gas based capacity during 2007-08 was around 55% and had increased to 67% in the year 2009-10, thereafter average PLF started declining and for the year 2016-17 (Apr-Dec, 2016) average PLF came down to around 22% only.

**Exhibit 8.2**

Share of gas based power generation in total generation from 2007-08 to 2016-17 is shown in **Exhibit 8.3**.

**Exhibit 8.3**

(All figures in BU)



### 8.3 ADVANTAGES OF GAS BASED POWER PLANTS

Natural gas based power generation has many advantages over other conventional energy sources mainly on account of its lesser impact on the environment and better economics. However, despite these advantages, due to shortage of domestic gas, India's energy mix is skewed towards coal compared to other countries, with gas based power share in India only 8% against the world average of around 22%<sup>1</sup>.

Gas based power plants require significantly less land and water in comparison to coal based power plant of the same capacity. In addition, gas based plants with quick ramping can support the renewable balancing power requirements. This gains importance especially in the context of India's aspiration to rapidly scale up renewable generation. Besides, gas based capacity will minimize the need for other alternative modes of power generation during peak hours of power shortage such as using diesel generators etc., which are not only costlier but also result in more environmental pollution. It may also be noted that gas based power generation would reduce carbon emissions, as emissions from gas based power generation is less as compared to Diesel or coal based generation. Details are shown in the **Table 8.3**.

**Table 8.3****CO<sub>2</sub> emission from various fuels**

Particulars of the Plant	Gas based	Coal based	Diesel based
Capacity (MW)	1000	1000	1000
Gross Station Heat Rate Kcal/kWh	1850	2350	1975
Auxiliary Power Consumption (%)	3%	8.5%	3.5%
Net Station Heat Rate (Kcal/kWh)	1900	2568	2047
Fuel emission factor (g CO <sub>2</sub> /KJ)	49.4	99.6	69
Specific CO <sub>2</sub> emission (tCO <sub>2</sub> /MWH)	0.30	0.98	0.59

However, due to acute shortage of domestic gas and higher price of imported natural gas, gas based power plants are not in a position to run their plants efficiently.

<sup>1</sup> World Bank – World Development Indicators data

---

#### **8.4 CAPACITY ADDITION DURING 2017-22 AND GAS REQUIREMENT**

In view of the shortage of gas, Ministry of Power had issued an advisory in March, 2012 for the developers not to plan power projects based on domestic gas till 2015-16, as projections for 2014-15 and 2015-16 given by MoP & NG could not support any new capacity.

Due to uncertainty in availability of domestic gas, though there was a capacity of about 3,500 MW are at advanced stage of construction, only a capacity of 406 MW is likely to be commissioned during the period 2017-22.

#### **8.5 GAS BASED POWER PLANTS AS PEAKING PLANTS**

Government of India has chalked out a program of massive capacity addition from RES by 2022. The total RES capacity by March, 2022 is planned to be 175 GW. The generation from RES shall be treated as must-run. Therefore, at any instant, the net system demand after absorbing the generation from RES (i.e. Net Demand = Total Demand - generation from RES) needs to be met through conventional generation sources. The solar generation would be maximum during the day time when the system demand is quite low and would be “NIL” during evening peak hours. This would make the Net Demand Curve very steep and would require generation from conventional sources which can ramp up very fast. This necessitates dedicated peaking plants.

Further, infusion of significant quantum of RES into the grid will also need availability of adequate balancing power to take care of the variability and uncertainty associated with RES generation. Balancing requirement as well as ramping requirement of the grid can be sourced in order of priority from Hydro plants, Pumped Storage Plants and Open Cycle Gas Turbine Plants followed by Closed Cycle Gas Turbine Plants. Now, out of the total hydro capacity of **44,478.42 MW** as on 31<sup>st</sup> March, 2017, **25,727.75 MW** are storage type, **3611.67 MW** are run-of the river type and **15,139 MW** are run-of the river with pondage type. Irrigational requirement, failure of monsoon etc. limit the availability of hydro power. Again, capacity addition from hydro plants are taking place at a very limited pace due to a host of reasons like delay in environmental and forest clearance, R&R problems etc. Adequate Pumped Storage Plants are also not available. Therefore, for balancing, gas based plants has to be utilised. Gas based plants are of two types namely open cycle gas plants and combined cycle gas plants. Open cycle gas plants are very suitable for balancing and ramping requirement of the grid because of its quick start and stop time. But open cycle gas based plants are less efficient than the closed cycle ones. Now, of the total monitored gas based capacity of 24,037 MW, 350 MW is only open cycle and the balance are closed cycle plants. However, the new gas-based combined cycle power plants offer higher efficiency and can go from start to full load quicker. The total start-up time is just 30 minutes (from warm start) and shutdown time is 30 minutes. These are single shaft machines, can operate at a minimum load of 20%, and therefore are best suited to cater the variability of RES.

Presently, there is acute shortage of domestic gas for the Gas Based Power Plants. During the year 2016-17, Gas Based Plants were running at a PLF of around 22.86%. To run gas plant at a PLF of 85%, normative gas requirement would be about 110 MMSCMD. This is significantly more than the present availability of 29.88 MMSCMD. The role of gas based plants during evening to meet the balancing power and ramping requirement is vital for the Indian grid.

Optimisation studies showed that for integrating renewables of 175 GW by 2021-22 and to meet the peaking and ramping requirement of the system, PLF of gas based capacity during 2021-22 is likely to be around 37% compared to around 22% at present. The gas requirement is of the order of about 45.27 MMSCMD. It has been observed from the studies that the gas based capacities are utilised maximum during the peak hours to meet the peak and the ramping requirement. The actual gas requirement may substantially get reduced in the event of any or all of the followings:

- Maximisation of utilisation of domestic gas during peak hours to meet the peaking and the ramping requirement.
- Utilisation of full peaking potential of the hydro plants.
- Operation of some of the coal based thermal power plants in two shift.

Efforts should be made for exploring the modalities of implementation of the above keeping in view the grid stability, and commercial issues involved therein.

#### **8.6 STEPS TAKEN BY GOVERNMENT TO OVERCOME SHORTAGE OF GAS**

---

Government of India has adopted a multi-pronged strategy to augment gas supplies and bridge the gap between supply and demand for the domestic market. These include: -

- Policy to grant relaxation, extension & classifications at development & production stage for early monetization of hydrocarbon discoveries.
- **Discovered Small Field Policy.**
- Formulation of Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy (HELP) in March, 2016.

Four main facets of this policy are:

- a) Uniform license for exploration and production of all forms of hydrocarbon. The uniform licence will enable the contractor to explore conventional as well as unconventional oil and gas resources including CBM, shale gas/oil, tight gas and gas hydrates under a single license. The concept of Open Acreage Policy will enable E&P companies choose the blocks from the designated area.
- b) an open acreage policy,
- c) easy to administer revenue sharing model and
- d) marketing and pricing freedom for the crude oil and natural gas produced.

The decision will enhance domestic oil & gas production, bring substantial investment in the sector and generate sizable employment. The policy is also aimed at enhancing transparency and reducing administrative discretion.

- Policy for marketing freedom for gas produced from Deepwater & Ultra Deepwater areas.
- MOP&NG is taking necessary steps to augment production of natural gas from the gas fields/wells by awarding gas blocks for Exploration & Production activities in various sedimentary basins of the country under the New Exploration Licensing Policy (NELP).
- Encouraging import of gas in the form of Liquefied Natural Gas (LNG) and also making efforts for import of gas through international pipelines projects.
- Implementation of Natural Gas Hydrate Programme (NGHP) for evaluation of hydrate resources and their possible commercial exploitation.
- Introduction of scheme for utilisation of gas based generation capacity.

## 8.7 SCHEME FOR UTILIZATION OF GAS BASED GENERATION CAPACITY

In order to optimally utilize gas based generation capacity and to meet the gas requirement of grid connected gas based capacity, Government of India has sanctioned a scheme which envisages supply of imported spot Liquefied Natural Gas (LNG) to the stranded gas based power plants as well as plants receiving domestic gas to revive and improve utilization of the stranded gas based power generation capacity in the country. The mechanism also envisages sacrifices to be made collectively by all stakeholders, including the Central and State Governments by way of exemptions from certain applicable taxes and levies on the incremental LNG being imported for the purpose. The scheme envisages supply of imported spot Liquefied Natural Gas to the stranded gas based power plants through a reverse e-bidding process. The scheme is to be implemented for the years 2015-16 and 2016-17. The scheme envisages financial support from PSDF (Power System Development Fund). The outlay for the support from PSDF has been fixed at ₹ 7,500 crores (₹ 3,500 crores and ₹ 4,000 crores for the year 2015-16 and 2016-17 respectively).

A gas based capacity of 14,305 MW, comprising 5,194 MW of gas based plants having predominantly allocation from KGD6 fields, 3,762 MW of gas based capacity commissioned without any gas allocation and 5,349 MW of new gas based capacity which are ready for commissioning (if gas is made available) were considered as stranded.

The following interventions/ sacrifices are envisaged in the scheme, to be made by the Central Government, State Governments, power developers and gas transporters collectively.

- a) Streamlining the procedure for availing Customs duty waiver on imported LNG for the gas based power plants
- b) Waiver of Value Added Tax (VAT) on the e-bid RLNG
- c) Waiver of Central Sales Tax (CST), Octroi and Entry Tax on the e-bid RLNG
- d) Waiver of Service Tax on regasification and transportation of the e-bid RLNG

- 
- e) Reduction in pipeline tariff charges by 50%, reduction in marketing margin by 75% on incremental volumes by GAIL / other transporters on the e-bid RLNG
  - f) Capping of fixed cost to be recovered by the promoters: Power developers to forgo return on their equity.
  - g) Provision for co-mingling and swapping of gas
  - h) Exemption from transmission charges and losses for such stranded gas based power projects on lines of solar power on generation from the e-bid RLNG
  - i) Support from Power System Development Fund (PSDF)

## 8.8 RECOMMENDATIONS

1. The scheme for utilisation of gas based generation capacity introduced by Government of India is for two years only. But it is felt that a long term policy intervention is required for optimal utilization of gas based capacity in the country.
  2. In view of massive capacity addition target of 175 GW from RES, Gas Based Power plants in the country need to play a vital role in balancing and ramping requirements of the grid. Availability of at least 45.27 MMSCMD of gas to Gas Based Plants in the country needs to be ensured for this purpose. The actual gas requirement may reduce if full peaking potential of the hydro plants can be utilised and if the coal based thermal power plants can operated in a two shift.
  3. The regasification capacity in the country is also a matter of concern for gas based power plants, particularly those who are connected with RGTIL East-West pipeline. Due to technical constraints like directional flows etc., imported RLNG from west coast cannot be transported to power plants located in the East Coast. Therefore, facility of re-gasification capacity may be suitably created at East coast also.
-

## Annexure-8.1

**CUMULATIVE REPORT ON FUEL SUPPLY/CONSUMPTION FOR GAS BASED POWER STATIONS IN  
THE COUNTRY FOR THE PERIOD APRIL'16-MARCH'17**

S. No	Name of Power Station	Installed Capacity (MW)	State	Gas Allotted (MMSCMD)	Gas Consumed (MMSCMD)
<b>(A) CENTRAL SECTOR</b>					
1	NTPC, FARIDABAD CCPP	431.59	HARYANA	2.32	0.63
2	NTPC, ANTA CCPP	419.33	RAJASTHAN	2.32	0.43
3	NTPC, AURAIYA CCPP	663.36	UTTAR PRADESH	3.85	0.34
4	NTPC, DADRI CCPP	829.78	UTTAR PRADESH	4.01	1.32
	<b>Sub Total (NR)</b>	<b>2344.06</b>		<b>12.50</b>	<b>2.72</b>
5	NTPC, GANDHAR(JHANORE) CCPP	657.39	GUJARAT	3.19	1.44
6	NTPC, KAWAS CCPP	656.2	GUJARAT	6.07	1.00
7	RATNAGIRI (RGPPL-DHABHOL)	1967	MAHARASHTRA	10.63	2.37
	<b>Sub Total (WR)</b>	<b>3280.59</b>		<b>19.89</b>	<b>4.81</b>
8	KATHALGURI (NEEPCO)	291	ASSAM	1.4	1.17
9	MONARCHAK (NEEPCO)	101	TRIPURA	0.5	0.15
10	AGARTALA GT+ST (NEEPCO)	135	TRIPURA	0.75	0.67
11	TRIPURA CCPP (ONGC)	726.6	TRIPURA	2.65	2.24
	<b>Sub Total (NER)</b>	<b>1253.6</b>		<b>5.3</b>	<b>4.23</b>
	<b>Total (CS)=A</b>	<b>6878.25</b>		<b>37.69</b>	<b>11.76</b>
<b>(B) STATE SECTOR</b>					
12	IP.CCPPP	270	DELHI	1.55	0.50
13	PRAGATI CCGT-III	1500	DELHI	2.49	1.13
14	PRAGATI CCPP	330.4	DELHI	2.25	1.00
15	DHOLPUR CCPP	330	RAJASTHAN	1.60	0.09
16	RAMGARH (RRVUNL,Jaisalmer)	273.8	RAJASTHAN	1.45	1.40
	<b>Sub Total (NR)</b>	<b>2704.2</b>		<b>9.34</b>	<b>4.12</b>
17	PIPAVAV CCPP	702	GUJARAT	0.00	0.02
18	DHUVRAN CCPP(GSECL)	594.72	GUJARAT	0.94	0.18
19	HAZIRA CCPP(GSEG)	156.1	GUJARAT	0.81	0.01
20	HAZIRA CCPP EXT	351	GUJARAT	0.00	0.09
21	UTRAN CCPP(GSECL)	518	GUJARAT	1.69	0.08
22	URAN CCPP (MAHAGENCO)	672	MAHARASHTRA	4.90	2.19
	<b>Sub Total (WR)</b>	<b>2993.82</b>		<b>8.34</b>	<b>2.57</b>
23	KARAIKAL CCPP (PPCL)	32.5	PUDUCHERRY	0.20	0.18
24	KOVIKALPAL (THIRUMAKOTTAI)	107	TAMIL NADU	0.45	0.24

25	KUTTALAM (TANGEDCO)	100	TAMIL NADU	0.45	0.24
26	VALUTHUR CCPP(Ramanand)	186.2	TAMIL NADU	0.89	0.55
27	GODAVARI (JEGURUPADU)***	216	ANDHRA PRADESH	1.31	0.54
	<b>Sub Total (SR)</b>	<b>641.7</b>		<b>3.30</b>	<b>1.75</b>
28	LAKWA GT (ASEB, Maibella)	157.2	ASSAM	0.90	0.73
29	NAMRUP CCPP + ST (APGCL)	181.5	ASSAM	0.66	0.48
30	BARAMURA GT (TSECL)	58.5	TRIPURA	0.60	0.23
31	ROKHIA GT (TSECL)	111	TRIPURA	0.30	0.52
	<b>Sub Total (NER)</b>	<b>508.2</b>		<b>2.46</b>	<b>1.96</b>
	<b>Total (SS)=B</b>	<b>6847.92</b>		<b>23.44</b>	<b>10.4</b>
<b>(D) PVT/IPP SECTOR</b>					
32	RITHALA CCPP (NDPL)	108	DELHI	0.40	0.00
33	GAMA CCPP	225	UTTARAKHAND	0.48	0.23
34	KASHIPUR CCPP(SRAVANTHI)	225	UTTARAKHAND	0.80	0.36
	<b>Sub Total (NR)</b>	<b>558</b>		<b>1.68</b>	<b>0.59</b>
35	TROMBAY CCPP (TPC)	180	MAHARASHTRA	2.50	0.84
36	MANGAON CCPP	388	MAHARASHTRA	1.09	0.09
37	BARODA CCPP (GIPCL)	160	GUJARAT	0.75	0.03
38	ESSAR CCPP **	300	GUJARAT	1.17	0.00
39	PAGUTHAN CCPP (GPEC)	655	GUJARAT	1.43	0.19
40	SUGEN CCPP (TORRENT)	1147.5	GUJARAT	5.35	2.32
41	UNOSUGEN CCPP	382.5	GUJARAT	0.00	0.00
42	DGEN Mega CCPP	1200	GUJARAT	0.00	0.00
	<b>Sub Total (WR)</b>	<b>4413</b>		<b>12.29</b>	<b>3.47</b>
43	GAUTAMI CCPP	464	ANDHRA PRADESH	3.82	0.00
44	GMR - KAKINADA (Tanirvavi)	220	ANDHRA PRADESH	0.88	0.00
45	GMR- Rajamundry Energy Ltd.	768	ANDHRA PRADESH	0.00	0.39
46	GODAVARI (SPECTRUM)	208	ANDHRA PRADESH	1.43	0.57
47	JEGURUPADU CCPP (GVK) PHASE- II*	239.4	ANDHRA PRADESH	2.85	0.06
48	KONASEEMA CCPP	445	ANDHRA PRADESH	1.78	0.00
49	KONDAPALLI EXTN CCPP .	366	ANDHRA PRADESH	4.57	0.09
50	KONDAPALLI ST-3 CCPP (LANCO)	742	ANDHRA PRADESH		0.66
51	KONDAPALLI CCPP (LANCO)	350	ANDHRA PRADESH	2.32	0.51
52	PEDDAPURAM (BSES)	220	ANDHRA PRADESH	1.09	0.00
53	VEMAGIRI CCPP	370	ANDHRA PRADESH	4.16	0.11
54	VIJESWARAN CCPP	272	ANDHRA PRADESH	1.32	0.41

55	PENNA CEMENT INDUSTRIES*	30	ANDHRA PRADESH	0.12	DNR
56	RVK ENERGY*	28	ANDHRA PRADESH	0.11	DNR
57	SILK ROAD SUGAR*	35	ANDHRA PRADESH	0.10	DNR
58	LVS POWER*	55	ANDHRA PRADESH	0.22	DNR
59	KARUPPUR CCPP (ABAN)	119.8	TAMIL NADU	0.50	0.30
60	P.NALLUR CCPP (PPN)	330.5	TAMIL NADU	1.50	0.00
61	VALANTARVY CCPP	52.8	TAMIL NADU	0.38	0.26
	<b>Sub Total (SR)</b>	<b>5315.5</b>		<b>27.15</b>	<b>3.36</b>
62	DLF ASSAM GT	24.5	ASSAM	0.10	DNR
	<b>Sub Total (NER)</b>	<b>24.5</b>		<b>0.10</b>	<b>0.00</b>
	<b>Total(PVT/IPP)=C</b>	<b>10311</b>		<b>41.22</b>	<b>7.42</b>
	<b>GRAND TOTAL=A+B+C</b>	<b>24037.17</b>		<b>102.35</b>	<b>29.58</b>

\* Gas Allocation includes Long-term RLNG contracts and allocation of e-bid RLNG  
 MMSCMD – Million Metric Standard cubic meter per day

## Annexure-8.2

**LIST OF UNDER CONSTRUCTION GAS BASED POWER PLANTS**  
**(All figures in MW)**

State	Project Name	Implementing Agency	Unit No	Capacity (MW)
AP	Panduranga CCPP	Panduranga Power Ltd	odule-1	116
AP	RVK Gas Engine	RVK ( Rajahmundry) Pvt.Ltd	E: 5-8	38
			E:1-4	38
AP	RVKCCPP	RVK ( Rajahmundry) PVT.Ltd	odule-1	120
			odule-2	120
			odule-3	120
AP	Samalkot CCPP-II	Reliance Power	odule-1	400
			odule-2	400
			odule-3	400
			odule-4	400
			odule-5	400
			odule-6	400
Telangana	Astha Gas Engines	Astha	Engines	34.88
TN	Ind Barath Gas Project	Ind Barath	lock-I	65
Uttarakhand	Beta CCPP	BIPL	T+ST	225
Uttarakhand	Kashipur CCPP-II	Sravanthi Energy Pvt. Ltd	T+ST	225
<b>Total (Private Sector)</b>				<b>3,501.88</b>

---

**CHAPTER 9****COAL REQUIREMENT****9.0 INTRODUCTION**

Fuel is the key input required to be tied up before implementation and proper operation of the thermal power plants. In the changed scenario with growing concern on environment, Government has given emphasis on Renewable Energy projects. However, Country's reliance on coal based generation cannot be overlooked. An important aspect which, therefore, needs to be addressed is the availability of adequate coal to fuel the generation of power. In order to optimize coal usage, Government is committed for super critical/ ultra-super critical technology which are much more efficient and results into reduction in usage of coal. The timely availability of all the key inputs including fuel would ensure timely completion of the project and therefore avert detrimental implications of cost and time overruns in case the power project is delayed.

This Chapter broadly deals with a review of coal availability during the 12<sup>th</sup> Plan, an assessment of requirement of fuel for the period 2017-22 & indicative requirement of the coal for the period 2022-27 as well as critical issues which need to be addressed and constraints being experienced in the coal sector. This would give a broad scenario to all the associated stakeholders to enable them to take advance action and plan their production targets etc.

**9.1 COAL SUPPLY SCENARIO****9.1.1 Background**

Coal is the mainstay of India's energy sector. The All India Installed Capacity of the country is about 326,848 MW as on 31.03.2017, out of which about 192,163 MW (58.8%) is coal based. Once the power station is commissioned, the biggest challenge is to operate the station at a high plant load factor (PLF), which is a measure of the output of a power plant compared to the maximum output it could produce. Higher load factor usually means more output and a lower cost per unit of electricity generation. Performance of the power plant is measured on the basis of PLF and Station Heat Rate. However, the Plant Load Factor (PLF) of the coal based power stations in the country has been decreasing steadily over the years. The PLF has decreased from 78.9 % in 2007-08 to 59.64 % in 2016-17.

**9.1.2 New Coal Distribution Policy**

The Government has introduced the New Coal Distribution Policy (NCDP), effective from 1st April 2009, which assures supplies at pre-determined prices to some categories of consumers and reintroduces e-auctions to encourage a vibrant market for the commodity. The Main Features of the Policy are as follows:

- 100% Normative Requirement of coal would be considered for supply to Power Utilities.
- Supply of coal through commercially enforceable Fuel Supply Agreements (FSAs) at notified prices by CIL.
- 10% of annual production of CIL to be offered through e-auction for consumers who are not able to source coal through available institutional mechanism.
- FSAs to indicate Annual Contracted Quantities (ACQ) of coal to Power Utilities by coal companies during entire year. Incentive and penalty clauses incorporated in FSAs.

**Signing of Fuel Supply Agreement (FSA)**

Thermal power plants commissioned before 31st March 2009, FSAs were signed with a trigger value of 90% of the Annual Contracted Quantity (ACQ). Subsequently, CCEA in 2013 directed CIL to sign FSAs for a total capacity of about 78,000 MW, which were likely to be commissioned by 31.03.2015. Out of 78000 MW, around 9,840 MW were having tapering linkages. Taking into account the overall domestic availability and the likely actual requirements of these power plants, FSA's were signed for domestic coal quantity of 65%, 65%, 67%, 75% of ACQ for the years 2013-14, 2014-15, 2015-16 & 2016-17 respectively for power plants having normal coal linkages. However, actual coal supplies would be commensurate to long term PPA's.

---

### 9.1.3 Coal stocking norms

The norms for number of days of coal stock for power stations is fixed depending on the distance of the power plant from the mine-head as given in **Table 9.1**.

**Table 9.1**  
**Coal stocking norms for power stations**

Distance of Power Plant	Number of Days of Stock
Pit-head Station	15
Upto 500 kms away from Coal Mine	20
Upto 1,000 kms away from Coal Mine	25
Beyond 1,000 kms away from Coal Mine	30

### 9.1.4 Import of coal

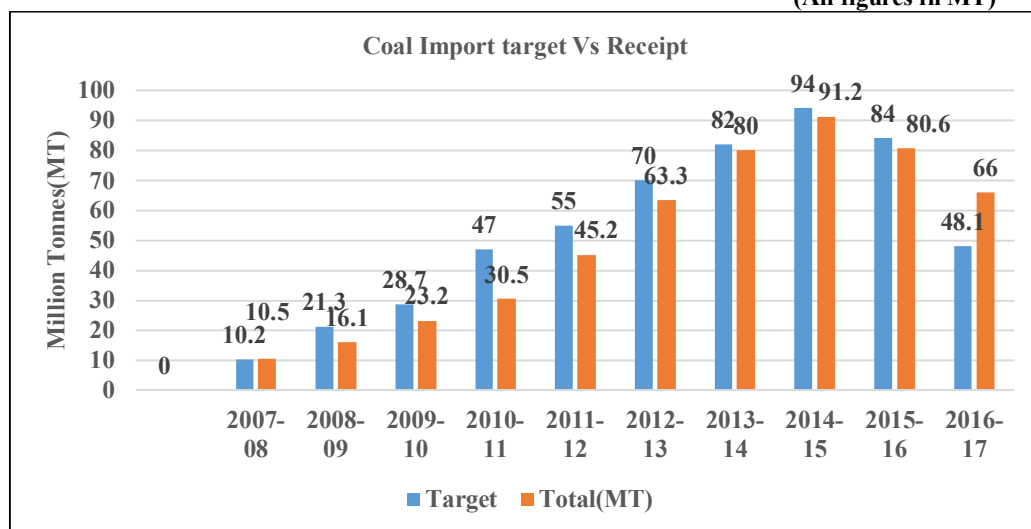
In the past, Power Utilities were advised to import coal to maintain the stipulations of Ministry of Environment and Forest regarding use of coal of less than 34% ash content and to occasionally supplement the coal from indigenous sources. However, due to inadequate availability of domestic coal, power utilities were advised to import coal for blending. Further, with the commissioning of power plants designed for use of imported coal as fuel, power utilities imported coal to meet the requirement of fuel for these power plants. The details of coal imported by power utilities to meet the shortfall in the availability of domestic coal and to meet the requirement of power plants on imported coal during 11<sup>th</sup> Plan & 12<sup>th</sup> Plan are furnished in **Table 9.2** and **Exhibit 9.1**.

**Table 9.2**  
**Details of coal imported by power utilities**

Year	Target (MT)	Coal Import for		
		Blending to meet shortfall in domestic coal (MT)	Meeting requirement of imported based power plants (MT)	Total(MT)
2007-08	10.2	8.4	2.1	10.5
2008-09	21.3	13.9	2.2	16.1
2009-10	28.7	18.8	4.4	23.2
2010-11	47.0	21.1	9.4	30.5
2011-12	55.0	27.5	17.7	45.2
2012-13	70.0	31.6	31.7	63.3
2013-14	82.0	37.8	42.2	80.0
2014-15	94.0	48.5	42.7	91.2
2015-16	84.0	37.1	43.5	80.6
2016-17	48.0	19.8	46.3	66.1

**Exhibit 9.1**

(All figures in MT)



### 9.1.5 Critical /super critical stock at power plants

Coal stock position at the power plants is being monitored on daily basis. The low coal stock at power plants is categorised as critical and super critical so that coal supply to such power plants could be augmented on priority. The criteria, given in **Table 9.3** below, is being adopted for classifying critical / super critical coal stock at the power plants.

**Table 9.3**

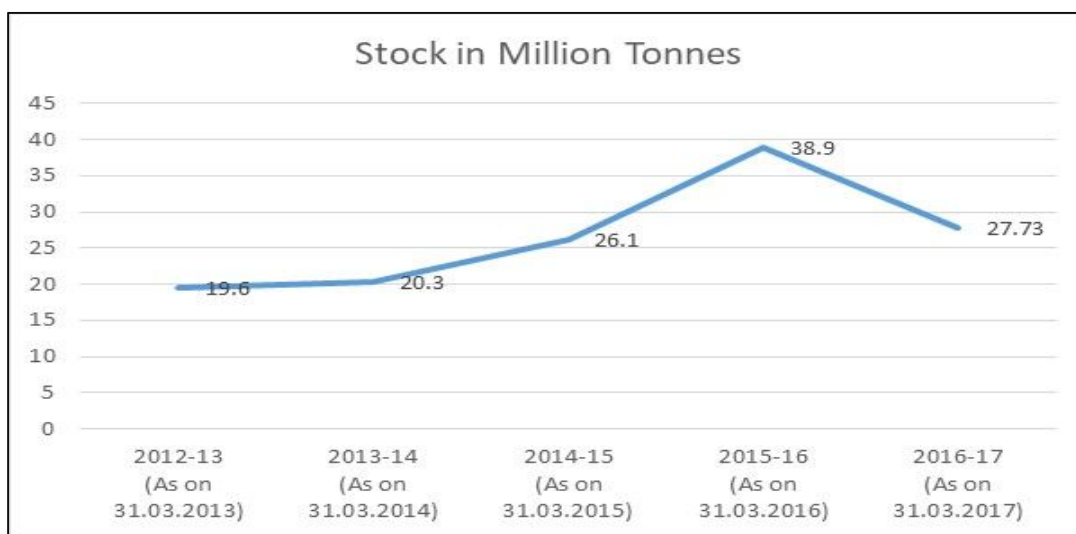
**Criteria for classifying critical / super critical coal stock**

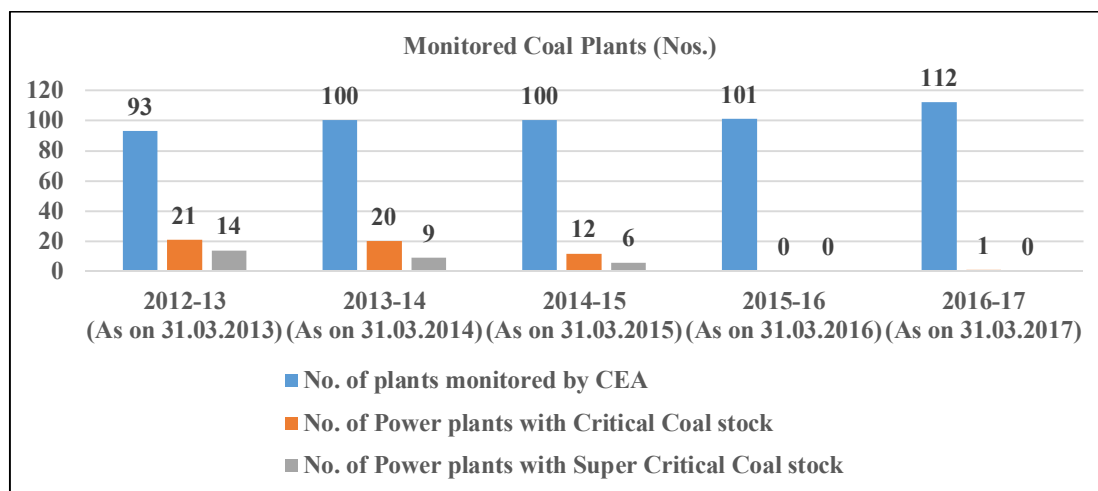
Criticality	Plants	Criteria
<b>Critical stock at Power plant</b>	Pit-head Plants	coal stock less than 5 days
	Non Pit-head Plants	coal stock less than 7 days
<b>Super critical stock at Power plant</b>	Pit-head Plants	coal stock less than 3 days
	Non Pit-head Plants	coal stock less than 4 days

The details of critical/ super critical coal stock at the power plants during 12<sup>th</sup> Plan period (upto 2016-17) are given in **Table 9.4, Exhibit 9.2 and Exhibit 9.3.**

**Table 9.4****Details of critical/ super critical coal stock at the power plants during 12th Plan period**

Year	No. of plants monitored by CEA	No. of Power plants with Critical Coal stock	No. of Power plants with Super Critical Coal stock	Stock in Million Tonnes
<b>2012-13</b> (As on 31.03.2013)	93	21	14	19.6
<b>2013-14</b> (As on 31.03.2014)	100	20	9	20.3
<b>2014-15</b> (As on 31.03.2015)	100	12	6	26.1
<b>2015-16</b> (As on 31.03.2016)	101	0	0	38.9
<b>2016-17</b> (As on 31.03.2017)	112	1	0	27.73

**Exhibit 9.2**

**Exhibit 9.3**

Note: CEA is monitoring the coal based plants above 100 MW where coal is being supplied by CIL/SCCL and involves Rail transportation.

During the year 2015-16, the coal stock at the power plants has reached an all-time high of about 39 MT.

#### **9.1.6 Generation loss due to coal shortage**

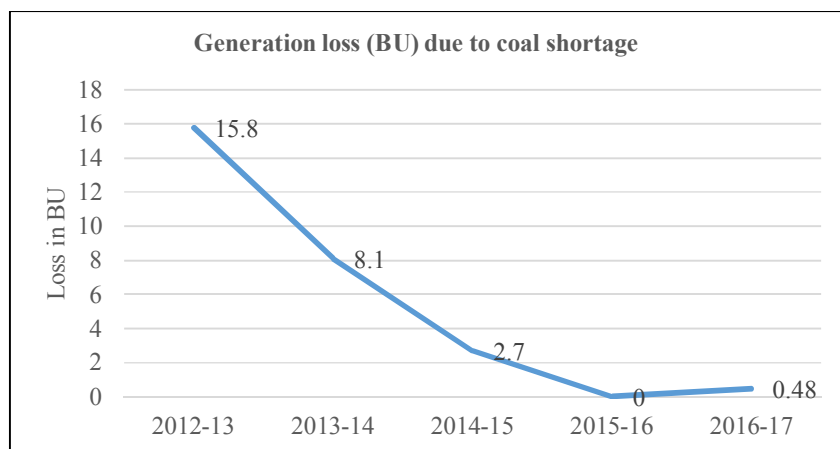
With the enhanced availability of domestic coal and comfortable coal stock during 2015-16, none of the power plants have reported generation loss due to coal shortage and negligible during 2016-17. The details of generation loss reported by power utilities during 12th Plan (up to 2016-17) are given in **Table 9.5** and **Exhibit 9.4**.

**Table 9.5**

#### **Generation loss due to coal shortage**

(All figures in BU)

Year	Generation loss due to coal shortage
2012-13	15.8
2013-14	8.1
2014-15	2.7
2015-16	0
2016-17	0.48

**Exhibit 9.4**

## 9.2 COAL DEMAND AND SUPPLY

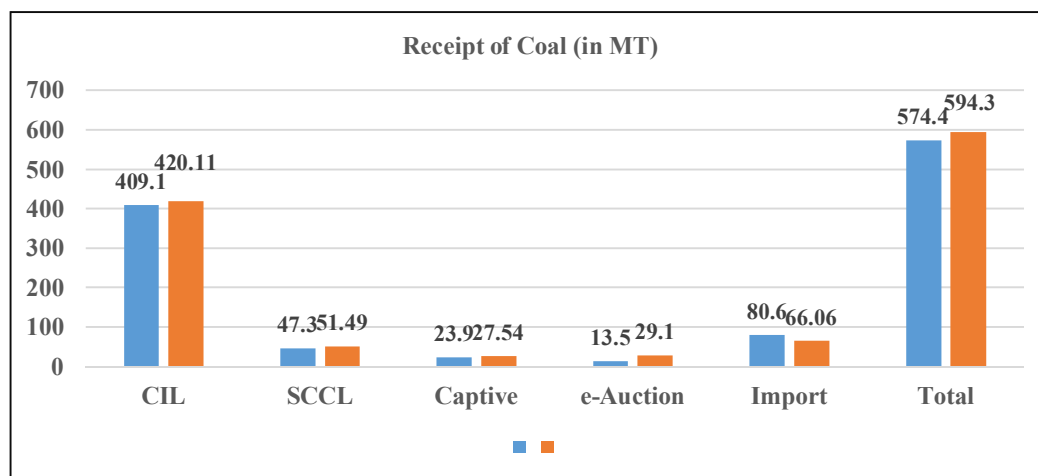
### 9.2.1 Coal Supply Position during 2015-16 and 2016-17

The coal stock at the power plants in the beginning of 2016-17 (as on 1st April, 2016) was more than 38 MT which was sufficient for operation of power plants for 27 days. The details of source-wise program and despatch/receipt of coal by power plants during 2015-16 and 2016-17 are given in **Table 9.6** and **Exhibit 9.5**.

**Table 9.6**  
**Source-wise program and receipt of coal by power plants**

(In Million Tonnes)							
	April, 2015- March 2016			April 2016- March, 2017			Growth in Receipt (%)
Source	Program	Receipt	%	Program	Receipt	%	
CIL	435.0	409.1	94.0	487.5	420.1	86.2	2.7
SCCL	38.0	47.3	124.5	64.25	51.5	80.1	8.9
CAPTIVE	32.0	23.9	74.7	40.00	27.5	68.9	15.2
e-Auction	10.0	13.5	135.0	12.00	29.1	242.5	115.6
IMPORT	84.0	80.6	95.9	48.00	66.1	137.6	-18.0
<b>TOTAL</b>	<b>599.0</b>	<b>574.4</b>	<b>95.9</b>	<b>651.75</b>	<b>594.3</b>	<b>91.2</b>	<b>3.5</b>

**Exhibit 9.5**



### 9.2.2 Coal Demand and Availability Position during the Year 2017-18

For the year 2017-18, coal based generation programme of 958 BU has been estimated in consultation of the power utilities. The total coal requirement of 630 MT for the power plants has been estimated considering normal monsoon year. The details of coal requirement vis-à-vis coal availability during the year 2017-18 are given in **Table 9.7**.

**Table 9.7**  
**Assessment of Coal Requirement for the Year 2017-18**

S.No.	Description	Units	
1	<b>Coal based generation</b>		
1.1	Coal based generation programme during 2017-18	BU	958
2	<b>Coal Requirement</b>		
2.1	For plants designed on domestic Coal	MT	584
2.2	For plants designed on imported coal	MT	46
2.3	<b>Total Coal Requirement</b>	MT	630
3	<b>Coal Availability from Indigenous Sources</b>		
3.1	From CIL	MT	450
3.2	From SCCL	MT	60
3.3	From Captive Mines	MT	35
3.4	From e-auction/Stock	MT	39
3.5	Total domestic coal availability	MT	584
3.6	Shortfall in domestic coal availability	MT	0
3.7	Requirement of imported coal for blending	MT	0

It is seen from the above that power plants on domestic coal would meet their requirement of coal from indigenous sources and may not require import of coal for blending. However, some power utilities / power plants may plan for import of coal for blending for their coastal power plants considering economics in import of coal vis-à-vis domestic coal and Railway logistic constraints etc. Power plants designed on imported coal would continue to import coal to meet their coal requirement.

### 9.3 COAL DEMAND AND AVAILABILITY DURING THE YEARS 2021-22 & 2026-27

With the 19<sup>th</sup> EPS demand projections and likely Renewable Energy Sources (RES) capacity addition, the coal based generation has been estimated and accordingly provisional coal requirement has been worked out. The likely capacity of RES has been as 175GW by the terminal year 2021-22. Accordingly, in the year 2021-22, the estimated gross generation from coal based power plants would be around 1072 BU. The details of coal requirement for the year 2021-22 have been worked out considering 30% reduction in Hydro generation due to failure of monsoon and being supplemented by coal based generation.

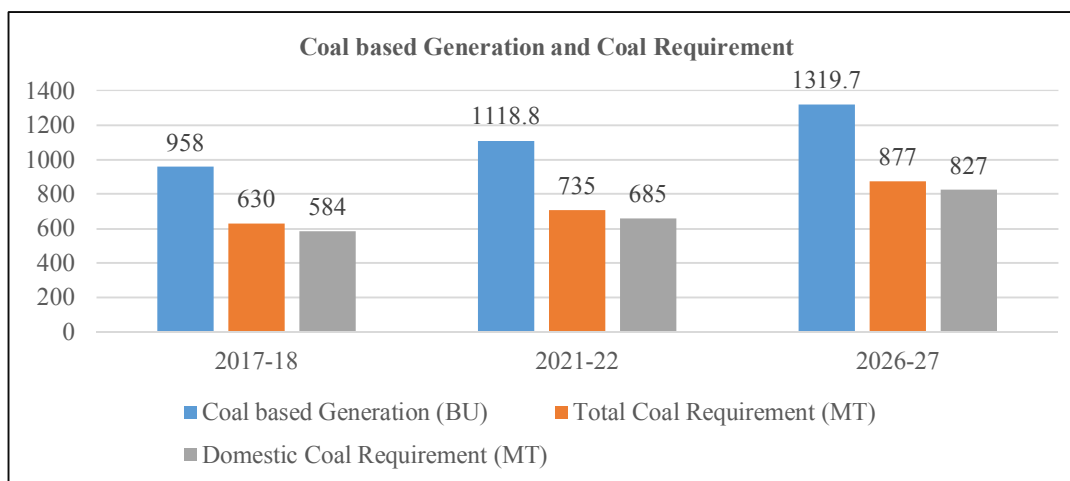
During 2026-27, the total capacity of RES has been estimated to be 275 GW capacity, considering 175 GW of total capacity at the end of the year 2021-22 and 100 GW capacity addition of RES during 2022-27. The generation from coal-based power plants is estimated as 1259 BU for the year 2026-27. The coal requirement for the year 2026-27 has

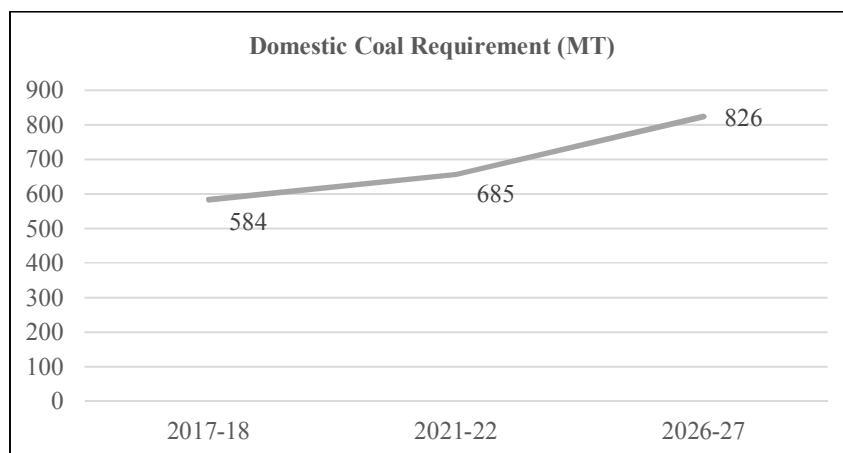
been worked out considering 30% reduction in hydro generation due to failure of monsoon and is being supplemented by coal-based generation and details are given in **Table 9.8**.

**Table 9.8**  
**Coal requirement in the year 2021-22 and 2026-27**

S.No	Description		2021-22	2026-27
			RES:175 GW	RES:275 GW
<b>1</b>	<b>Coal Requirement</b>			
1.1	Coal based generation (gross)	BU	1072	1259
1.2	Hydro based generation (gross)	BU	156	257
1.3	30% reduction in Hydro Generation assuming failure of monsoon	BU	46.8	77.1
1.4	Total coal based generation (1.1+1.3)	BU	1118.8	1336.1
<b>1.6</b>	<b>Coal Requirement @0.65kg/kwh+1% transportation loss</b>	<b>MT</b>	<b>735</b>	<b>877</b>
1.7	Imports by plants designed on imported coal	MT	50	50
<b>2</b>	<b>Domestic coal Requirement (1.6-1.7)</b>	<b>MT</b>	<b>685</b>	<b>827</b>

**Exhibit 9.6**



**Exhibit 9.7**

In order to enhance coal availability, multi-dimensional efforts are underway by Coal India Ltd to enhance production of domestic coal. A road map has been prepared by CIL to substantially enhance coal production level to 1 Billion Tonnes (BT) by the year 2019-20. With this programme there would be no shortage in the availability of coal for the power plants during 2021-22 and 2026-27. In addition, coal production from the captive coal blocks allotted to power utilities would also supplement the availability of domestic coal.

### **9.3.1 Issues/constraints in making coal available to power stations**

Timely availability of adequate coal is extremely crucial for maximizing generation from the power plants. In addition to tapping fuel source or organizing its availability, it is also essential to create the infrastructure to facilitate fuel to reach the intended destination. Therefore, development of mines/ ports and requisite transportation facilities commensurate with the completion of the projects is very necessary. The gestation period in the development of mines and even transport facilities are in some cases longer than the gestation period for setting up of thermal power stations. It is, therefore, imperative for the Power Sector to make its prospective coal requirement, over a long time horizon, known to the Ministry of Coal, Railways and port authorities to enable them to undertake co-ordinated development of coal mines and transport infrastructure with the coming up of thermal power stations.

## **9.4 NEW INITIATIVES FOR ADDRESSING ISSUES RELATED TO COAL SUPPLY TO THE POWER PLANTS**

### **9.4.1 Rationalization of Coal Linkages**

In order to undertake a comprehensive review of existing sources of coal and considering the feasibility of rationalization of these sources to optimize cost of coal transportation, a new Inter-Ministerial Task Force (IMTF) was constituted by Ministry of Coal in June, 2014. Also CIL engaged M/s KPMG Advisory Services Private Ltd to assist the Task Force in optimization exercise. Report of Inter-Ministerial Task Force (IMTF) and Part-I of KPMG report was discussed with the power utilities on 2nd December, 2014. IMTF report was agreed by the concerned power utilities. As per KPMG, total benefit by way of logistic savings was expected in the range of ₹ 3500 to ₹ 6000 crores. The new Inter-Ministerial Task Force (IMTF) had recommended a three step approach for implementation.

- i. The recommendations inter-alia included rationalization of linkage sources for 19 power utilities in Stage-I by swapping linkage coal between different coal companies to optimize distances and maximizing dispatches of coal. As per status of implementation of recommendations of IMTF, Coal India Ltd. executed revised Fuel Supply Agreement (FSA) with 17 power plants in respect of Stage-I rationalization. This had resulted in movement rationalization of 24.6 MT coal with annual savings of ₹ 913 crores (approximately) of recurring transportation cost.

- ii. The Task Force recommended rationalization of 6 swap sets among power utilities in Stage-II which envisaged swapping of coal between 'imported coal and domestic coal' and 'domestic coal of different power stations among 6 States involving 11 power utilities in Centre /State/ Private Sector.
- iii. Among the participating companies, 19 swaps were envisaged. Out of these swaps, only 6 swaps (saving 952 Crores) were agreed for implementation. However, with the improved availability of coal for pit head power plants, the swaps agreed for swapping of imported coal with domestic coal for pit head plants was not feasible. Thus, at present, only 4 swaps (saving ₹ 687 Crores) are under implementation/consideration and out of which, only one set of swap has been implemented result in movement of rationalization of 1.3 MT coal and potential annual savings of ₹ 458 crores of transportation cost.

With the implementation of Stage-I and Stage-II of recommendations of the IMTF, movement rationalization of 25.9 MT coal has been taken is with potential annual saving of ₹ 1371 crores of transportation cost.

#### 9.4.2 Third Party Sampling

In order to address quality concern of the coal supply to power plants, it was decided in the meeting held in Ministry of Power on 28.10.2015 that coal samples shall be collected and prepared by a Single Third Party Agency appointed by power utilities and coal companies. It was suggested that CIMFR may undertake bidding process for appointment of Third Party Sampling Agencies on behalf of power utilities and coal companies. Necessary funding arrangement shall be made by coal companies and power utilities on equal sharing basis.

A committee constituted with Director (Operations), NTPC and Director (Marketing), Coal India Ltd. as Co-Chairman with representatives from CEA, NTPC, CIL, DVC, APP, State of Gujarat, Madhya Pradesh, Rajasthan, Haryana, Karnataka and Railways to look into the issues of Third Party Sampling has been constituted and prepared a road map for implementation of decisions on Third Party Sampling. The terms of reference for the committee was as under:

- i. The committee to look into issues of third party sampling for coal supplies for power sector including e-auction.
- ii. The issue of re-grading of mines in case there is persistence variation of mine declared grades with results of third party sampling.
- iii. Issue of coal shortfall on account of energy shortage due to grade slippage as per third party report at loading end.
- iv. Issue of non-materialization of quantity of coal due to non-placement of Railway rakes against indents of CIL.
- v. Issue of adjustment of quantity of coal due to variation in actual delivered quantity vs normative wagon carrying capacity.
- vi. Involvement of Railways to ensure transportation of coal as per billed quality and quantity.
- vii. Feasibility of the following aspects:
  - Use of IT in GPS tracking of coal supply
  - On-line coal analysers/auto samplers to address issues at loading end
  - Online submission of analysis results of coal samples for speedy settlement of bills

It has been decided that CIMFR will undertake the work of third party sampling at unloading point, i.e., at the power plant end. Therefore, with the sampling of coal at loading and at unloading point will address the issues of quality and grade slippage of the coal supplied to power utilities in their power plants.

#### 9.4.3 Flexibility in Utilization of Domestic Coal

In order to achieve flexibility in utilization of domestic coal for reducing the cost of power generation, the proposal for allowing flexibility in utilization of domestic coal was approved by the Cabinet on 4.05.2016. Under the scheme, the Annual Contracted Quantity (ACQ) of each individual coal linkage as per Fuel Supply Agreement is to be aggregated as consolidated ACQ for each State and Company owning Central Generating Stations instead of individual generating station. The State/Central Gencos would have flexibility to utilize their coal in most efficient and cost effective manner in their own power plants as well as by transferring coal to other State/Central Gencos Power plants for generation of cheaper power. The States may also transfer coal to efficient IPPs selected through e-Bidding process. Ministry of Power/Central Electricity Authority in consultation with all the Stake holders has prepared and issued the methodology for flexibility in utilization of domestic coal. Supplementary agreements have been signed by power utilities for aggregation of ACQ with coal subsidiaries/CIL. The flexibility in utilization of domestic coal will result in reduction of cost of electricity to the consumers.

### 9.5 COAL WASHERIES IN INDIA

In India, 20 percent of coal produced is washed as against a global average of 50 percent. Coking coal preparation has long been in operation in India but recently, the trend has been shifted to washing of non-coking coal due to environmental and efficiency concerns. The long distance transportation of coal via land routes offer an ideal opportunity for coal washing in India because of economic benefits. Though coal washery increases the overall cost of coal, but the benefits accrued in terms of saving in transportation, O&M cost and efficiency are sustained.

Ministry of Environment & Forests vide Notification G.S.R. 02(E), dated January 02, 2014, has amended Rules in respect of use of washed/ blended or beneficiated coal with ash content not exceeding thirty-four percent on quarterly average basis in Thermal Power Plants. As per the amended rules, power plants located beyond 500 kms from the pithead shall be supplied with and shall use raw or blended or beneficiated coal with ash content not exceeding thirty-four percent on quarterly average basis w.e.f. 5<sup>th</sup> June 2016. Ministry of Coal/CIL is required to take necessary action for compliance of the above.

### 9.6 LIGNITE

Lignite reserves in the country have been estimated at around 40.9 Billion tonnes, most of which is found in the State of Tamil Nadu. About 82 % of the Lignite reserves are located in the State of Tamil Nadu & Pondicherry. At present only a small percentage of the total reserves of lignite have been exploited. Considerable scope remains for the exploitation of the lignite reserves and use of lignite in thermal power stations subject to cost-economics. State-wise distribution of Lignite resources is shown in **Table- 9.9**.

**Table 9.9**  
**State-wise Lignite Reserves**

State	Total[MT]
Tamil Nadu	33,309.53
Rajasthan	4,835.29
Gujarat	2,722.05
Jammu & Kashmir	27.55
Others (Kerala, West Bengal)	11.44
<b>Total</b>	<b>40,905.86</b>

The anticipated requirement of Lignite by NLC Ltd, plants in Rajasthan & Gujarat and IPP at Neyveli during 2017-22 & 2022-27 are shown in **Table 9.10**.

**Table 9.10**  
**Lignite Requirement during 2017-22 & 2022-27**

State/Year	Total (2017-22) (MT)	Total (2022-27) (MT)
NLC Ltd.	131.64	186.83
IPP at Neyveli	9.51	9.51
Rajasthan	50.50	50.50
Gujarat	56.66	56.66
<b>Total</b>	<b>248.31</b>	<b>303.50</b>

Source NLC

## 9.7 CONCLUSIONS

The coal requirement for the year 2021-22 and 2026-27 have been worked out considering 30% reduction in Hydro generation due to failure of monsoon and being supplemented by coal based generation. The domestic coal requirement in the year 2021-22 has been estimated as 685 Million Tonnes and 827 Million Tonnes in the year 2026-2027 while imports by plants designed on imported coal to be 50 Million tonnes in the year 2021-22 as well as in 2026-27.

## CHAPTER-10

### KEY INPUTS

#### 10.0 INTRODUCTION

Timely availability of all key inputs - as per the schedule of requirement of the individual power projects, is vital for successful implementation of any Power Plant. Infrastructural support such as port facility, construction & manufacturing capabilities specifically erection machinery and erection agencies including civil and BOP contractors are also of utmost importance. This Chapter therefore examines the availability of following key inputs –

- Manufacturing capacity for equipment
- Major Materials – Cement, Steel, Castings, Forgings, Tubes & Pipes
- Transport – Railways and Ports
- Gas pipelines including regasification facilities
- Land and Water for Thermal stations

Availability of other inputs like Fuel, Funds and Man-power have been dealt in separate chapters.

The estimation of materials has been made based on the estimates already available for the past plan (NEP-2012) with suitable changes/modifications for large supercritical units and latest manufacturing trends indicated by the manufacturers. Inputs for Cement and other materials for nuclear projects have been considered at 130% of the requirement of coal based projects based on the assessment of Nuclear Power Corporation (NPCIL) for NEP-2012. Inputs for hydro projects have been retained from the NEP-2012.

Availability of transportation has been estimated based on the issues/constraints identified in the previous Plan and the developments and policy initiatives brought out by various Ministries during the deliberations. Suggestions for further improvements have also been indicated based on the inputs received during the deliberations from the manufacturers and utilities.

Major share of capacity addition during the coming years is planned through renewable sources like solar and wind. As the inputs required for the renewables stations are substantially different from those for conventional stations, these have been covered as a separate sub-section.

#### 10.1 CAPACITY ADDITION PLAN

Based on the review of 12<sup>th</sup> Plan, the targeted and anticipated capacity addition during the 12<sup>th</sup> Plan (2012-17) is given in **Table 10.1**.

**Table-**

**10.1**

**Targeted Capacity addition – 12<sup>th</sup> Plan (2012-17)**

(All Figures in MW)

Source	Capacity (MW)
Coal + Lignite	69,800
Gas based	2,540
Hydro	10,897
Nuclear	5,300
<b>Total</b>	<b>88,537</b>

**Table-10.2**  
**Capacity addition Achieved-12<sup>th</sup> Plan**  
 (All Figures in MW)

<b>A</b>	<b>12th Plan Capacity Addition Target</b>	<b>88,537</b>
<b>B</b>	<b>Capacity addition as per target(88,537 MW) during 12<sup>th</sup> Plan as on 31.03.2017</b>	<b>63,912.9</b>
<b>C</b>	<b>Capacity slipped from the capacity addition target of 12<sup>th</sup> Plan</b>	<b>24,613.8</b>
<b>D</b>	<b>Additional Capacity commissioned during 12<sup>th</sup> Plan as on 31.03.2017 outside the capacity addition target</b>	<b>35,296.6</b>
<b>Total Capacity addition achieved during 12<sup>th</sup> Plan (B+D)</b>		<b>99,209.5</b>

As may be seen the 12<sup>th</sup> Plan witnessed a total capacity addition of over 99 GW (**Table 10.2**) as against targeted capacity addition of 88.5 GW. This, coupled with large scale renewables planned have led to sharp reduction in the thermal capacity addition requirements during 2017-22. Accordingly, the capacity addition required during 2017-22 given in **Table 10.3**.

**Table-10.3**  
**Capacity addition required for the period 2017-22 (figures in MW)**

Period	RES Capacity addition (GW)	Conventional Capacity					Renewables capacity in March-2022
		Thermal		Hydro	Nuclear	Total	
		Coal	Gas				
2017-22	117.75	6445*	406	6,823	3300	16,974	175,000

Note: \*Coal based capacity of 47,855 MW are in different stages of construction and are expected to be available during 2017-22.

The capacity addition requirements for the period 2022-27 are estimated and are given in **Table 10.4**.

**Table-10.4**  
**Capacity addition required for the period 2022-27 (figures in MW)**

Conventional Capacity				Total	Renewables capacity addition
Thermal		Hydro	Nuclear		
Coal Capacity addition Required	Gas				
46,420	0	12,000	6,800	65,220	100,000

Note: \*\*Since 47,855 MW of coal based plant are expected to come during 2017-22 and will be partially utilized during 2017-22, therefore, this coal based capacity addition of 47,855 MW may be utilized during 2022-27. Hence, **ONLY 46,420 MW** additional coal based capacity addition may be required during 2022-27

## 10.2 AVAILABILITY OF EQUIPMENT

### 10.2.1 Main plant equipment

As has been decided by the Ministry of Power that entire coal based capacity addition during the years 2017-22 and subsequent Plan periods shall be through supercritical units. Requisite indigenous manufacturing capacity for manufacture of super-critical units is considered vital to ensure lifetime support for services and spares, specific

problem solving and customization for trouble free operation of these units in the Indian conditions. As a result of the efforts made by the Government over the last decade for creating indigenous manufacturing capacity for supercritical units, BHEL entered into technology collaborations and several joint ventures by the International manufacturers were set up for indigenous manufacturing of supercritical main plant equipment.

Encouraged by the bulk orders awarded by the Government with mandatory Phased Manufacturing Programme provisions, most joint ventures are under advanced stage of completion of the manufacturing facilities and have also started rolling out components/sub-assemblies etc. from their manufacturing facilities. The indigenous manufacturing capacity for supercritical main plant equipment likely to be available from BHEL and the JVs are given in **Table 10.5**.

**Table-**

**10.5**

**Indigenous manufacturing capacity for Supercritical equipment**

Manufacturers	(Capacity MW/year)	
	Boilers	Turbine-generator
BHEL	13,500	13,500
L&T-MHPS	4,000	4,000
Alstom -Bharat Forge	-	4,000
TJPS (Toshiba-JSW Power System)	-	3,000
Thermax-Babcock & Wilcox	3,000	-
Doosan Power Systems India Pvt Ltd	2,200	-
<b>Total</b>	<b>22,700</b>	<b>24,500</b>

Thus, adequate indigenous manufacturing capacity of supercritical main plant equipment is available in the country. Most manufacturers do not have requisite orders and have expressed concerns on lack of orders. Indigenous manufacturing capacity for hydro and nuclear stations also exists in the country.

Indigenous manufacturing capacity for Gas Turbines/combined cycle stations is also available in the country and large sized Gas Turbines including advanced class are being manufactured by BHEL.

### 10.2.2 Balance of Plant (BoP) equipment

Balance of Plant systems such as Coal Handling Plant, Ash Handling Plant, Water Treatment / DM Plant, Cooling Towers, CW System, Chimney, electrical systems and switchyard etc. were identified as critical items for timely commissioning of thermal power projects in the 12<sup>th</sup> Plan and several measures like standardisation of BoP systems, reviewing the qualifying requirements to ensure quality vendors and large vendors for faster execution of projects, mandating a central organization to maintain a dynamic data base with regard to BOP orders were suggested.

The above issues have been largely addressed and in the 12<sup>th</sup> Plan generally no constraints/delays on account of BoP have been faced. However, off-late, constraints in availability of good BoP systems vendors are being felt as many of the good Coal Handling Plant/Ash handling plant vendors are not in good financial health. Even in the EPC contracts, the EPC agency normally sub-contracts BoP systems or procures these as bought out items and thus availability of good BoP vendors is vital for all projects. NTPC brought out that, due to lack of good contracting agencies in Coal Handling Plants(CHP) & Ash handling Plants (AHP) with good financial health, works get affected in these areas and NTPC is required to make lot of efforts in making available supplies and making these systems ready to match with the commissioning requirement. In several cases, NTPC had to terminate the contracts awarded due to non-performance of the vendors – like Ash handling plant system at Solapur, VSTPP-IV and Barh-I projects and coal handling plant at Kanti TPS.

The major reasons identified for poor performance of the agencies are as under:

- Agencies have taken works beyond their capacities and are not able to mobilize the resources to meet the commissioning targets

- Cash flow problems / financial crunch of agencies
- Many a times, works taken at lower prices but not able to sustain during execution

In such cases where constraints are felt by BoP vendors or where contract have been terminated, NTPC has adopted the following action Plan for completing the projects: -

- Taking materials through sub-vendors by giving comfort letters and making direct payments to sub-vendors.
- Direct payments to sub-agencies working at sites to ensure that regular payments to the labourers working at site.
- Hiring cranes and other T&Ps. and providing these, to the agencies on chargeable basis.

BoP systems in power stations are generally material handling systems which are common to several other large industries like cement, steel etc. and vendors are operating across number of such industries. Some main plant equipment/EPC contractors have also reported that BoP vendors and civil contractors prefer “Non-Power” works. Thus, a long term solution for ensuring requisite availability of good BoP vendors needs to be found.

The NEP-2012 had suggested mandating a central organization to maintain a dynamic data base with regard to BOP orders and their liquidation. Considering the constraints being faced by the power sector, it is felt that such an organizational mechanism for information sharing on BoP vendors across industries needs to be considered. Such a mechanism could provide the following salient details: -

- A web based portal for sharing all information relating to BoP vendors viz. orders at hand, their implementation status etc. orders completed, feedback of the customers so that project developers can take informed decisions.
- Availability of T&P and trained Skilled/Semi-skilled man power available with the vendor.
- In second phase the BoP vendors and Construction agencies could be rated based on their performance.

It is also felt that new advanced technologies BoP systems like High Concentration Slurry Disposal (HCSD) type ash disposal systems, closed pipe type conveyers for coal handling plants (CHP), large size R.O systems would be required, and requisite capacity for implementation of these systems and also indigenous manufacturing of key equipment for such systems should be developed.

### 10.3 AVAILABILITY OF KEY MATERIALS

Availability of the following key materials has been assessed for thermal, hydro and Nuclear capacity addition planned: -

- Steel - Structural Steel and Reinforcement steel
- Cement
- Aluminum
- Boiler Tubes & Pipes
- Thicker Boiler Quality Plates
- Castings & Forgings for Turbo-Generators (TG) Sets

As has been brought out, the estimation of materials for thermal projects has been made based on the inputs received from the equipment manufacturers - the norms adopted for estimation of material in the past plan (NEP-2012) were reviewed by the manufacturers and modifications indicated have been suitably incorporated. Inputs for Cement and other materials for nuclear projects have been considered at 130% of the requirement of coal based projects.

#### 10.3.1 Norms Adopted for Estimation

The norms adopted for estimation of materials are given in **Table 10.6** and **Table 10.7**.

**Table- 10.6**  
**Norms for estimation of key materials for projects**

(All figures tonnes/MW)

Materials	Thermal		Hydro
	Coal/Lignite	Gas	
Cement	150	60	956
Structural steel	85	29	34
Reinforcement steel	45	24	93
Stainless steel	2	1	-
Aluminium*	0.5	0.5	0.1

\*Used in windows, metal cladding walls, control rooms

**Table- 10.7**  
**Norms for estimation of Castings and Forgings for Coal based projects**

(Figures in MT per set\*)

Equipment	Weight of Castings	Weight of Forgings
Turbine	384	234
Generator	3	130
<b>Total</b>	<b>387</b>	<b>364</b>

\*Supercritical 660/800 MW unit

The above norms for castings and forgings have been considered for estimation of materials. While the weight of castings and forgings indicated by different manufacturers varies, the total weight of castings and forgings indicated by them do not vary significantly. Some manufacturers have also indicated lower requirements of castings/forgings, however for estimation purposes, the higher values have been considered.

**Table- 10.8**  
**Norms for estimation of Tubes, Pipes & Thick Boiler Plates**  
Figures in Tons/MW

Material	Subcritical Units	Supercritical Units
Tubes & Pipes	10.15	10.62
Thicker Boiler Quality Plates	1.20	1.61

### 10.3.2 Material Estimates

Based on the above norms, the estimates for various key materials for the generation capacity requirements for the period 2017-22 and 2022-27 are given in **Table 10.9** and **Table 10.10**.

**Table- 10.9**  
**Estimates of key materials for projects**  
**(All figures in Million tonnes)**

	2017-22 <sup>#</sup>					2022-27				
	Coal/ Lignite 6445 MW	Gas 406 MW	Hydro 6,823 MW	Nuclear 3,300 MW	Total 16,974 MW	Coal/Lignite **	Gas 0 MW	Hydro 12000 MW	Nuclear 6800 MW	Total** 65,220 MW
<b>Cement</b>	#Since the capacity Shown during 2017-22 are all under construction and it is presumed that orders have already been placed, therefore the material requirement is considered as NIL.					6.963	0.00	11.472	1.3260	19.761
<b>Structural steel</b>						3.946	0.00	0.408	0.7514	5.105
<b>Reinforcement steel</b>						2.089	0.00	1.116	0.3978	3.603
<b>Stainless steel</b>						0.093	0.00	-	--	0.093
<b>Aluminium*</b>						0.023	0.000	0.001	0.0044	0.029

Note: \* Used in windows, metal cladding walls, control rooms

\*\*Since 47,855 MW of coal based plants are expected to come during 2017-22 and will not be required during 2017-22, therefore, this coal based capacity addition of 47,855 MW may be utilized during 2022-27. Hence, **ONLY 46,420 MW** additional coal based capacity addition may be required during 2022-27

**Table- 10.10**  
**Estimates of Castings/Forgings, Tubes/pipes and Plates**  
**(All figures in Million tons)**

Description	Coal/lignite	
	2017-22	2022-27
	6,445 MW	Net Capacity addition 46,420 MW
Castings	It is presumed that orders have already been placed, therefore the material requirement is considered as NIL.	0.0271
Forgings		0.0255
Tubes & Pipes		0.493
Thick Boiler Quality Plates		0.0748

Note: Additional coal based capacity of 46,420 MW during 2022-27 is over and above 47,855 MW coal based capacity under construction and likely to yield benefits during 2017-22, for which it is presumed that orders have already been placed, therefore the material requirement is considered as NIL.

As may be seen from above, based on demand projections, the coal based capacity addition requirements during 2017-22 comes out to be 6,445 MW. However, coal based projects to the tune of about 47855 MW are already under construction and are likely to get commissioned during 2017-22.

Indigenous manufacturing facilities for castings and forgings is available at BHEL Hardwar and with other manufacturers like L&T and Bharat forge. BHEL central forge and foundry plant (CFFP) Haridwar have considerably augmented their capacity and are now manufacturing castings and forgings for 660/800 MW units except for some special castings. The total capacity of castings and forgings for BHEL CFFP Haridwar is 10,000 tons per annum. L&T and Bharat forge also have world class casting and forging capability. L&T forge plant has capacity to produce large casting of up to 54 tons – suitable for 660/800 MW units. Thus BHEL and other indigenous manufacturers have adequate indigenous capacity for castings and forgings. However, the designs of castings/forgings are specific to each manufacturer and manufacturers adopt different designs, material composition etc. based on their OEMs standard practice. Thus most manufacturers presently use imported castings/forgings.

The equipment manufacturers have brought out that most of the tubes and plates are required to be imported. Tubes up to grade T 20 are indigenously available and beyond that tubes are imported. Similarly, Carbon Steel pipes up to 8” (200 Normal Bore) size are available indigenously but beyond that are imported. Alloy steel pipes to ASTM grade A 335 P91/P92 and thick walled carbon steel pipes to ASTM grade A106 Gr C are imported due to lack of domestic availability. Special fittings, Critical valves like Control valves are not available indigenously. There is no indigenous capacity for manufacturing of thick boiler plates and they are entirely imported. SAIL has brought out that they are manufacturing only electric resistance welded (ERW) tubes and are not manufacturing seamless tubes required for boilers. Besides, there is no indigenous capacity for manufacturing of CRGO/CRNGO steels at present and these steels are imported.

During the deliberations held with the manufacturers and ministry of steel in the meetings of NEP sub-committee for key inputs, it was agreed by all that indigenous manufacturing of critical steels and tubes and plates needs to be created. Ministry of steel/SAIL agreed to undertake R&D for indigenous development of various special steels used in manufacturing of boilers and Turbine generators. It is suggested that a joint mechanism may be created under Ministry of Steel with participation of power equipment manufacturers and steel manufacturers for more information sharing on compositions/properties of various steels and steel products required and their indigenous development by the steel industry.

#### 10.4 RAIL TRANSPORTATION

Rail transportation is critical for movement of equipment as well as coal to power stations. The NEP-2012 and the 12<sup>th</sup> Plan working group on power by the planning commission had stressed on

- Creation of dedicated freight corridors (DFC),
- Augmentation of capacity to evacuate coal from major coal fields namely North Karanpura, Ib Valley, Talcher and Mand Raigarh.
- Rail connectivity to all ports having coal unloading facilities especially the minor ports.
- Gauge conversion, new railway lines, electrification of new routes

Railways have indicated that, while Dedicated Freight Corridors (DFCs) are being pursued, parallel efforts are also being made for augmentation of Railway lines; so as to overcome any constraints being felt in transportation. Major railway projects have been undertaken in Central & Eastern railway. Also, a coordination mechanism between Ministry of Power and Ministry of Railways exists for identifying bottlenecks/priorities for transportation and based on the assessment/discussions therein the Raipur - Titlagarh line has already been advanced for commissioning in 2018 as against 2020 planned earlier. Railways have also been requested to ensure that no constraints are faced in North Karanpura area where Coal India Ltd is coming with new mines and Coal from these mines as well as from NTPC coal blocks in that area would be required to move to Central region.

Regarding rail line connectivity for minor ports, Railways have brought out that Ministry of Railways have taken a policy decision not to undertake any fresh projects for connectivity to new/minor ports and all such projects for port connectivity will be undertaken on PPP model where JVs would be formed by the port developers; with Railways as 26 % equity partner. Such an arrangement would facilitate land acquisition for the lines by the Railways while also ensuring requisite participation by the port developers. Such a mechanism lowers the financial burden of new projects

on Railways, ensures commitment of the other stakeholders (port developers etc.) and also leads to benefits of Revenue sharing to the Stakeholders.

The white paper<sup>2</sup> brought out by Railways in Feb-2015, envisages a shelf of 154 New Line projects with total length of 17105 km at a projected cost of ₹ 173,448 crores and 208 nos. gauge conversion and doubling projects covering 18,976 km at a cost of ₹ 94,937 crores. The shelf of projects has been categorised with a view to providing focused attention and assured funding to various categories. With the present levels of funding, the prioritized projects may take anywhere from 3 to 13 years to complete. Thus many projects have been taken on cost sharing basis with the industry – two such projects have been taken up with Coal India and one with NTPC.

The Railways policy on participation of the private sector in providing last mile connectivity to ports, large mines, cluster of industries for building rail connectivity and capacity augmentation has proposed the following five models:

- i) Non-Government private line model
- ii) Joint Venture
- iii) Capacity augmentation through funding by customer
- iv) BOT
- v) Capacity augmentation through annuity model.

All the models provide a clear revenue stream to the investor for making the connectivity projects bankable. Three Model Concession Agreements for private line model, joint venture and BOT have been approved and put in public domain. The agreements for the other two models are under approval process.

## 10.5 ROAD TRANSPORTATION

Road transportation provides last mile connectivity to the power projects in conjunction with other modes of transportation like Railways and ports; while it is the sole mode for transportation for large over dimension consignment (ODC). The NEP-2012 and the 12<sup>th</sup> Plan working group on power by the planning commission had stressed on:-

- Augmentation of Roads and Highways for transportation of Over Dimensioned Consignments (ODC) for higher size units.
- Amendment in Motor Vehicle Act to accommodate heavy consignments above 49 MT and inclusion of hydraulic axle trailers.
- Review of load classification for Roads & Bridges by IRC/ MoRTH to accommodate ODCs beyond 100 MT.
- Single window clearance and onetime payment for ODC movement.
- Proper design of Toll Plazas built on highways.
- Changes in Road design in North Eastern & Hill states to minimise sharp curves/gradients in roads and have sufficient vertical clearance in underpasses.
- Proper Approach Roads for Hydro Projects

The issue of ODC movement is the most critical for power projects. However, the equipment manufacturers have indicated that despite constant follow up for the last several years there has been no satisfactory solution to the above mentioned issues. With substantial number of state specific clearances required at present, turn over time for lorries/demurrage goes up considerably; and with limited availability of agencies for large ODC movements, this leads to delays in transportation of critical items, leading to delays in project execution. Thus the issue needs to be addressed on priority. Manufacturers have given several suggestions like – adoption of standardized maximum axle weight of around 16 MT/axle and no approvals should be required thereafter, single window clearance system for

<sup>2</sup> Indian Railways – A white paper -

[http://www.indianrailways.gov.in/railwayboard/uploads/directorate/finance\\_budget/Budget\\_2015-16/White\\_Paper-English.pdf](http://www.indianrailways.gov.in/railwayboard/uploads/directorate/finance_budget/Budget_2015-16/White_Paper-English.pdf)

ODCs as against case to case basis by individual state authorities at present. It has also been suggested that a National Bridge Up-gradation Programme may be taken up by Ministry of Road Transport and Highways (MoRTH) in partnership with Central & State authorities for upgradation of all bridges to minimum strength facilitating ODC movements.

MoRTH have indicated that approval of ODC on national highways has been made online. It is seen from MoRTH website that a system for online clearance for ODC movements is operational<sup>3</sup>. However, it is seen that the online clearance pertains to only the bridges on National Highways (NH) and there also it excludes bridges with span greater than 50 metre. Quote - *The movement has been allowed on NHs and for bridges having span length less than 50 metres except distress bridges (bridges which are unsafe for carrying IRC loads as per Ministry's Circular no. RWNH35072/1/2010S& R(B) dated 20th May, 2014. The movement of bridges having span length >50 metres or bridges not covered in Ministry's Circular no. RWNH35072/1/2010S& R(B) dated 24/01/2013 shall be allowed only after checking adequacy as per IRC:SP:37:2010 and completing the procedure as per Circular dated 20<sup>th</sup> May, 2014.*

From a typical approval for BHEL Hyderabad to Wanakbori TPS available on the MoRTH website, it is seen that there are 8 distressed bridges and 10 other bridges involved where no ODC movement is permitted. Also there are 11 bridges (10 special bridges and 1 bridge of span greater than 50 metres) where ODC movement shall be allowed only after checking adequacy and completing the procedure thereby implying specific clearance to be sought. Thus as has been brought out by the manufacturers such a system has little utility as substantial specific clearances are required in spite of this online system. Thus the suggestion of manufacturers towards adoption of standardized maximum axle weight of around 16 MT/axle and no approvals should be required thereafter, single window clearance system for ODCs as against case to case basis by individual state authorities at present or undertaking a National Bridge Up-gradation Programme by Ministry of Road Transport and Highways (MoRTH) in partnership with Central & State authorities for upgradation of all bridges to minimum strength facilitating ODC movements need to be seriously considered to remove the constraints prevailing in ODC movements.

## 10.6

## PORTS

Ports are vital for transportation of imported coal as well as equipment for the projects. The NEP-2012 and the 12<sup>th</sup> Plan working group on power by the planning commission had stressed on the following for ports development: -

- Adequate coal unloading arrangement at Ports to handle imported and domestic coal.
- On the East Coast, coal handling facilities to be augmented at Paradip and Vizag Ports to evacuate coal from mines in Orissa as rail routes are congested.
- Mechanisation of all major and important minor ports by augmenting crane capacities, silos, conveyors & wagon tippers.
- Increasing draft at various ports to handle Panamax or capsize vessels.
- Creation of RO-RO berths in at least two major ports namely Kandla on the west coast and Paradip on the east coast for unloading ODCs.
- Road connectivity to ports to handle ODCs has to be ensured.

Ministry of Shipping have brought out that out of the 12 major ports in the country, six ports namely Haldia, Paradip, Tuticorin, New Mangalore are handling Coal and the present capacity of these ports to handle the coal is 75 million tons/annum. Also, Ministry of Shipping has taken a policy decision that further augmentation of capacity at the major ports would be done through PPP mode only.

The Ministry of Shipping, Government of India has 12 Major Ports under the administrative control of the Ministry viz. Kolkata, Paradip, Visakhapatnam, Chennai, Kamarajar Port (Ennore), V O Chidambarnar (Tuticorin), New Mangalore, Mormugao, Cochin, Mumbai, Kandla and Jawaharlal Nehru Port. There are 6 Major Ports on the West

<sup>3</sup> <https://morth-owc.nic.in/auth/users/index.asp>

Coast of India and 6 Major Ports on East Coast on India. Besides, there are several minor Ports which are not in the Scope of the Ministry and they come under the purview of the State Governments.

The Major Ports have a total capacity of 871.52 million tonnes as on 31<sup>st</sup> March, 2015. The Major Ports at Haldia Dock (Kolkata Port), Paradip, Ennore, V O Chidambarnar, New Mangalore and Mormugao have dedicated coal handling facilities. Further, the Port of Visakhapatnam also handles coal at multipurpose berth. The capacity of dedicated coal handling facilities is 74.56 million tonnes as on 31.3.2015.

The capacity augmentation projects at Major Ports are undertaken on Public Private Partnership model (PPP) only where the private developers develop their own jetties and handling, navigation and other facilities are provided by the port authorities. The Request for qualification process is initiated based on the demand for cargo capacity for different category of cargo. The qualified bidders at RFQ stage are entitled to participate in RFP (Request for Proposal) with revenue sharing model with the concerned Major Ports. The model Concession Agreement between PPP operator and the Port is signed with conditions for the Project thereof.

Ministry of shipping has brought out that it may be necessary for the Power Companies to enter into Memorandum of Understanding (MOU) for logistic Plan for evacuation of Thermal Coal. Based on the MoU, the capacity with development of berth is taken up by the concerned Port. A copy of the procedure to be followed for appraisal/approval of PPP projects in ports, notified by the Central Government is placed at **Annexure-10.1**.

## 10.7 INLAND WATERWAYS

The following five major river/canal systems have been declared as National Waterways<sup>4</sup>:-

- Ganga - Bhagirathi - Hooghly river system between Haldia (Sagar) & Allahabad (total 1620 km) - declared as National Waterway No.1 (NW-1) in 1986.
- Brahmaputra river between Bangladesh Border and Sadiya (891 Km) - declared as National Waterway no. 2 (NW-2) in 1988
- West coast canal (Kottapuram - Kollam), Udyogmandal canal (Kochi- Pathalam bridge) and Champakara canal (Kochi - Ambalamugal) (total 205 km) – declared as National Waterway No.3 (NW-3) in 1993
- Kakinada-Puducherry stretch of Canals, River Godavari (Kaluvelly Tank, Bhadrachalam – Rajahmundry) and River Krishna (Wazirabad – Vijayawada) (total 1095 km) declared as National Waterway No.4 (NW-4) in 2008.
- Talcher- Dhamra stretch of river Brahmani, Geonkhali- Charbatia stretch of East Coast Canal, Charbatia-Dhamra stretch of Matai river and Mangalgadi-Paradip stretch of Mahanadi delta rivers (total 623 km) declared as National Waterway No.5 (NW-5) in 2008

In addition, Lakhimpur to Bhanga stretch of river Barak (121 km) in Assam **is proposed as National Waterway -6**

Some of the waterways like NW-1 and NW-2 are well developed.

- i. On NW-1, Inland Waterways Authority of India (IWAI) is carrying out various developmental works for improvement in navigability and development & maintenance of other infrastructure such as terminals and navigation aids. IWAI had been maintaining a Least Available Depth (LAD) of 3.0 meters between Haldia (Sagar) & Farakka (560 km), 2.5 meters in Farakka - Barh (400 km), 2.0 meters in Barh - Ghazipur (290 km) and 1.2 to 1.5 meters in Chunar - Allahabad sector (370 km) on this waterway (NW-1).
- ii. Several large cargo movements have already been carried out on this waterway – like trial movements of 2600 tonnes fertilizer of M/s Tata Chemicals from Haldia to Fatuha (Patna), 2500 tonnes fertilizer of M/s IFFCO Phulpur from Fatuha (Patna) to Kolkata was done successfully

<sup>4</sup> <http://iwai.nic.in/index1.php?lang=1&level=2&sublinkid=145&lid=164>

- during 2013-14. Further, several Inland tourist vessels made successful voyages in Kolkata - Semaria - Kolkata and Kolkata - Patna - Kolkata sections during 2013-14.
- iii. On NW-2, IWAI is maintaining a navigable depth of 2.5m in Bangladesh Border- Neamati (629 Km), 2.0 m in Neamati – Dibrugarh (139 Km) and 1.5m in Dibrugarh – Sadiya (Orumghat) stretch. At present the waterway is being used by vessels of Government of Assam, CIWTC, Border Security Forces, Tourism organization and other private operators. Long cruise tourist vessels are making voyages between Sivsagar near Dibrugarh and Manas wild life sanctuary near Jogighopa regularly. Over dimensional cargo (ODC) is also transported through the waterway from time to time. Transportation of POL (petroleum, oil and lubricants) was also made through this waterway from Silghat to Budge-Budge (West Bengal) and Baghmari (Bangladesh).

Inland waterways can be effectively used for Coal transportation as it is exerting a lot of pressure on Indian Railways network; thus wherever feasible, transportation of coal (particularly imported coal) using Inland Waterways can be looked into.

A beginning has already been made by NTPC for transportation of imported coal to Farakka station through National Waterway-1. The transportation has already started in Nov'13 and till 31.12.2015, a total of about 1.2 MMT imported coal has been supplied to Farakka through this mode. The salient details of the mechanism/process employed are as under: -

- a. NTPC executed a Tripartite Agreement with Inland Waterways Authority of India (IWAI) and selected the Operator. As per agreement, the Operator is required to: -
  - i. Unload and transport 3 MMTPA imported coal from high seas (Sandheads/Kanika Sands – about 140 kms from Haldia) to Farakka power plant.
  - ii. Create the infrastructure from transfer point in mid sea to NTPC coal stock yard including Transhipper, Barges, Unloading arrangement at Farakka waterfront, Conveyor (about 2.5 km) from jetty to Farakka coal stockyard
  - iii. Operate and maintain the project for 7 years from COD
  - iv. NTPC had given commitment for transport of 3 MMTPA coal through inland waterway for 7 years from COD.
  - v. Entire investment for the project is to be made by the operator. Payments for the coal transported by the Operator is made by the Imported Coal Supplier (ICS) appointed by NTPC time to time.
  - vi. Material handling system at Farakka shall be transferred to NTPC after 7 years of operation.
- b. IWAI is required to ensure Least Available Depth (LAD) of 2.5 m for minimum 330 days in a year and navigational aids for round the clock operation.
- c. The project commenced its operation on 28.10.2013 and first set of 03 barges reached Farakka on 13.11.2013, carrying approx. 1500 MT each of imported coal.

Several thermal power stations are operational on the banks of Ganga in the States of West Bengal and Bihar. Also several more Thermal Power Stations are proposed/under construction in Bihar and Uttar Pradesh. Their coal requirement can be met through IWT. Railways & Waterways can jointly develop routes/ strategies for easing out movement of coal & power equipment to the power projects.

## 10.8 LNG REGASIFICATION & PIPELINES FOR TRANSPORTATION OF NATURAL GAS

The prevailing regasification capacity for LNG in the country stands at about 21 Million metric tons per annum (MMTPA). However, only a part of this capacity is available for power sector. PLL is planning to expand its Dahej terminal capacity to 17.5 MMTPA from present 15 MMTPA by 2019. M/s Shell is also planning to expand its capacity and increase to 5 MMTPA with the construction of break water facility. Though Kochi Terminal has been commissioned in September -2013, at present, the terminal is running at about 3.41% of its capacity.

ONGC have signed a Memorandum of Understanding (MoU) with New Mangalore Port Trust (NMPT), Mitsui and BPCL for carrying out feasibility study for setting up LNG regasification terminal at Mangalore. IOCL is setting up 5 MMTPA LNG regasification terminal at Ennore. GAIL and IOCL have signed separate MoUs with Dhamra LNG Terminal Pvt. Ltd. for booking of capacity in their proposed LNG terminal in Orissa. Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation (APGDC), an affiliate company of GAIL in collaboration with the Government of Andhra Pradesh is promoting setting up of a 3.5 MMTPA Floating Storage Regasification Unit (FSRU) based LNG terminal in Kakinada.

At present, the country is having about 15,000 km of natural gas pipeline infrastructure and an additional 15,000 km of pipeline is required for completion of National Gas Grid. Out of this additional 15,000 km, PNGRB/Government of India has authorized entities for laying of about 11,900 km of pipelines. About 1175 km of pipeline in respect of Ennore-Bengaluru-Puducherry-Nagapattinam-Madurai-Tuticorin was pending for award due to court case pending before the Hon'ble Supreme Court. The said court case has been recently cleared paving the way for award of this section also.

## **10.9 INPUTS FOR RENEWABLE ENERGY PROJECTS**

As brought out in Para-10.1 above, substantial capacity addition is envisaged from renewables during 2017-22 and 2022-27. MNRE was requested for working out the norms for estimation of various inputs for renewables projects based on solar, wind etc., their indigenous availability and issues involved in transportation of equipment etc. in consultation with the manufacturers of these equipment and would be made available by MNRE separately.

## **10.10 LAND AND WATER FOR THERMAL STATIONS**

### **10.10.1 Land**

The land requirement for various configurations of thermal plants is being considered as per CEA Report "Review of Land Requirement for Thermal Power Station-2010" - the typical value for 2-unit combination of coal based station based on domestic coal varies from 1.11 to 0.929 Acres/ MW for 500MW unit to 800MW unit size and is approx. 0.55 Acres/ MW for Coastal Stations based on Imported Coal. The same has been concurred by the members.

The 12<sup>th</sup> Plan working group on Power by the Planning Commission had identified the following major Issues of concern regarding land acquisition: -

- Lack of land Records, Issues related to compensation -Lack of clarity about the status of occupiers who are not owners,
- Right of Way (ROW) for Ash/Water pipelines, coal conveyors and transmission lines, Resistance from local people,
- MOEF clearance and acquisition of forest land and Resettlement and rehabilitation of the Project Affected People (PAP).

The working group had recommended the following for Land use and acquisition:

- Minimizing land requirement pressure for new projects by use of spare land within existing plants.
  - Review of MoEF procedures for expeditious project clearances.
  - Higher capacity units in place of older small size units & Adoption of higher size units.
  - Shelf of sites for projects i.e. land bank needs to be created.
  - New technology options to be adopted for minimizing land requirement.
  - Land acquisition by States need to be done expeditiously in a time bound manner, considering that a large percentage of power is allocated / committed to the Home State from the power project.
-

As no additional capacity addition is envisaged from thermal projects during 2017-22, and also large thermal capacity is under construction, no major constraints are anticipated for thermal generation on account of land availability. Land for projects under construction and recently awarded would already have been tied up.

However, issues faced in general by the utilities for land acquisition were discussed by the Sub-Committee and the major points emerged out of the discussions are as under: -

- Different types of land acquisitions are involved in Power plant construction viz. Land acquisition in contiguous land for Main Plant, Township, Ash dyke, Reservoir etc. (Pvt/ Govt/Forest), Linear land acquisition mainly for Railway corridor. Approach roads etc (Pvt/ Govt/Forest) and Right of Use/Right of Way (RoU/RoW) for Municipal water pipeline/Ash pipe/Transmission line corridors.
- With the enactment of new LARR act, apart from increase in input costs, **the process is getting more complicated and lengthy now**. Theoretically, almost 5 years are required for completion of LA process that includes Social Impact Assessment process/ consent of owners. The problem is more in linear acquisitions wherein number of PAPs and villages are more.
- For NTPC's Greenfield projects, viz. Gadarwara, Kudgi, Khargone, Lara, Meja, NPGCL, BRBCL, etc., **problems are being faced in acquisition of land for Railway Siding**. The reasons include rate difference in the land acquired under old act / new act as awards for certain patches were declared under old act, finalization of R&R Plan, incomplete land records resulting to left out land in critical areas, etc. Active support of the state administration is essential for resolving such issues. A possible solution brought out by the members could be formation of JVs with Railways and land acquisition by Railways under the Railway Act.
- While in general, acquisition of forest land is avoided by the utilities/NTPC, difficulties are being faced in transfer of forest land mainly in linear acquisitions – Rail line corridor at Lara, Darlipalli projects of NTPC.
- The major problem faced in transfer of Govt land is GMK & GMA land and absence of pre-defined process of agreeable solution for eviction of Raiyatis. At times transfer of Govt land is becoming more difficult than acquisition of Private land.
- RoU (Right of Use) Act is available in MP, Chattisgarh, Bihar, Gujarat and Haryana. Due to absence of such act in Maharashtra, Karnataka, UP and Odisha difficulties have been faced in availability of land for laying of MuW pipelines in NTPC projects in respective states. – Solapur, Kudgi, Meja and Darlipalli. Even in the states where RoU act is available difficulties have been faced in availability of land (mostly on account of owners' demand of higher compensation) in BRBCL/ NPGCL/Kanti/ Gadarwara projects of NTPC.

#### 10.10.2 Water

As per Environment (Protection) Rules, 1986 (Amendment 1998) issued by MOE&F, all thermal power plants, using water from rivers/lakes reservoirs, are required to install cooling towers irrespective of location and capacity. Thus all thermal stations are being provided by closed cycle cooling water (CCW) systems.

Over the years, considerable technology improvements have been made to reduce water consumption in the stations - the consumptive water requirement which used to be about 7m<sup>3</sup>/MWh in the past, has been optimized by various technological interventions & water conservation practices and has been brought down to 3m<sup>3</sup>/MWh.

As per the new environmental Regulations issued by MOE&F in Dec-2015, all new plants to be installed after 1<sup>st</sup> January, 2017 shall be required to meet specific water consumption upto maximum of 2.5 m<sup>3</sup>/MWh. In view of the necessity to install FGD system in the stations due to SO<sub>x</sub> emission limits prescribed in the new MOE&F Regulations, higher consumption water requirement of about 3 m<sup>3</sup>/MWh is estimated.

The 12th Plan working group on Power by the Planning Commission had suggested for **creation of large reservoirs/ dams on potential rivers to retain flood waters** by the state Govts./Ministry of water resources to ease water availability for the projects.

### 10.11 CONSTRUCTION MACHINERY

The availability of construction machinery for project execution is generally considered adequate. However, as brought out earlier, contractors at times take works beyond their capacities and are not able to mobilize the resources and deploy adequate T&P items to meet the commissioning targets. In the above context, a suggestion has been made for creation of a mechanism for sharing information on orders/work load on various contractors and availability of T&P items/construction machinery with them.

Suggestions were also sought from the equipment manufacturers on improvements in construction machinery and construction practices to improve the pace of project execution. The salient issues emerged from the information provided by the manufacturers and deliberations held in the Sub-Committee are as under: -

- Better infrastructure for transportation and ODC movement could facilitate larger size sub-assemblies at shop, leading to reduction in execution time at sites. This would also require deployment of larger size cranes and handling equipment at site. For bigger modules, higher size cranes of about 1000 tons may be required at site.
- Better site infrastructure by the customer comprising of: -
  - ✓ Pre-assembly yards at site with dedicated T&P – permitting boiler contractor for fabrication at site could provide considerable reduction in the time of Construction. For this, an additional area of 70,000 sq.m. would be required by the Contractor
  - ✓ Well compacted and motorable area for storage of material.
  - ✓ Hard crusting of Boiler cavity and surrounding area for Crane Marching
  - ✓ Advancement of underground portion of civil foundations in boiler area, depending upon Engineering and interface input
- Adoption of improved Construction Practices in Civil works like: -
  - ✓ Using concrete batching plants instead of concrete mixers
  - ✓ Tower Cranes and placer booms for concreting for standalone high rise buildings instead of concrete pumps
  - ✓ Automatic plastering machines
  - ✓ Rebar Processing Unit for Fabrication of Reinforcement Steel
  - ✓ Pre Engineered Buildings with tubular sections with pocketed foundations

It is suggested that a Task Force may be created under NTPC with participation from equipment manufacturers/EPC contractors to examine the issue in detail and work out an optimized framework of site preparation, T&P requirements etc. for overall improvement in project execution.

### 10.12 CONCLUSIONS & RECOMMENDATIONS

The broad conclusions/recommendations for key inputs are as under: -

- Adequate manufacturing facilities exist for main plant equipment– Lack of orders is a concern of all manufacturers.
- Presently there are large imports of raw materials, castings/forgings, tubes/pipes of alloy steels, CRGO steel etc. for Boiler and Turbine generators. It is suggested that a joint mechanism may be created under Ministry of Steel with participation from power equipment manufacturers and steel manufacturers for more information sharing on compositions/properties of various steels and steel products required and their indigenous development by the steel industry.
- Constraints in availability of good BoP systems vendors are being felt as many of the good Coal Handling Plant/Ash handling plant vendors are not in good financial health. Even the EPC agency normally sub-contracts BoP systems and thus availability of good BoP vendors is vital for all projects – both, EPC or separate package

basis. In several cases BoP contract had to be terminated due to non-performance of the vendors. As BoP vendors cater to material handling systems in other industries also, it is suggested that an organizational mechanism for information sharing on BoP vendors across industries needs to be considered. Such a mechanism could provide the salient details on orders in hand, T&P available, past performance etc. This could be a web based portal under DHI or Ministry of commerce.

- New advanced technologies BoP systems like High Concentration Slurry Disposal (HCSD) type ash disposal systems, closed pipe type conveyors for coal handling plants (CHP), large size R.O systems also need to be indigenized. The equipment manufacturers may back integrate as some of them also have their BoP or EPC setups or may undertake vendor developments.
- ODC movement Continues to be a major constraint; though MoRTH have placed an online system for ODC approval, it is seen that substantial specific clearances are required in spite of this online system as large number of bridges – special bridges, bridges with span >50 m, distress bridges are not covered under online approval. Thus the suggestion of manufacturers towards adoption of standardized maximum axle weight of around 16 MT/axle with no approvals required thereafter, single window clearance system for ODCs or undertaking a National Bridge Up-gradation Programme for upgradation of all bridges to minimum strength facilitating ODC movements need to be considered to remove the constraints prevailing in ODC movements.
- Inland waterways can become an attractive mode of transportation in conjunction with Railways. The success of NTPC coal transportation to Farakka could be replicated across numerous other stations.
- The prevailing regasification capacity for LNG in the country stands at about 21 Million metric tons per annum (MMTPA) – further expansions are being planned by several players. Also additional 15,000 km, of gas pipelines are under construction for completion of national Gas grid.
- Future Infrastructure Project in Railway line, Port development will be done through PPP mode.
- Suggestions were sought from the equipment manufacturers on improvements in construction machinery and construction practices to improve the pace of project execution. Several improved construction practices and pre-requisites and corresponding infrastructural issues have been brought out by the manufacturers. It is suggested that a Task Force may be created under NTPC with participation from equipment manufacturers/EPC contractors and utilities to examine the issue in detail and work out an optimized framework of site preparation, T&P requirements etc. for overall improvement in project execution.

**Annexure – 10.1****PPP IN PORT PROJECTS****1. INTRODUCTION**

The Central Government has notified a system for appraisal/approval of projects to be undertaken through Public Private Partnership (PPP). Detailed procedure to be followed for this purpose is specified below.

**2. INSTITUTIONAL STRUCTURE**

The institutional structure for the appraisal/approval mechanism is specified.

**3. APPLICABILITY**

- 1) These guidelines will apply to all PPP projects sponsored by Central Government Ministries or Central Public Sector Undertakings (CPSUs), statutory authorities or other entities under their administrative control.
- 2) The procedure specified herein will apply to all PPP projects with capital costs exceeding ₹ 100 crore or where the underlying assets are valued at a sum greater than ₹ 100 crore. For appraisal/approval of PPP projects involving a lower capital cost/value, detailed instructions will be issued by the Department of Expenditure.

**4. PROJECT IDENTIFICATION**

The sponsoring Ministry will identify the projects to be taken up through PPPs and undertake preparation of feasibility studies, project agreements etc. with the assistance of legal, financial and technical experts as necessary. Guidelines for Formulation, Appraisal and Approval of Public Private Partnership Projects The guidelines and procedures will apply to all PPP projects sponsored by central government, CPSUs, statutory authorities or entities under their administrative control Note: The Guidelines for Formulation, Appraisal and Approval of Public Private Partnership Projects were notified by Ministry of Finance, Department of Economic Affairs, vide OM No. 1/5/2005 - PPP, dated January 12, 2006. \* In accordance with procedure approved by CCEA in the meetings of October 27, 2005 and March 22, 2007. Projects of all sectors costing ₹ 250 crore or more or under NHDP costing ₹ 500 crore or more Projects of all sectors costing ₹ 250 crore or more or under NHDP costing ₹ 500 crore or more\* Guidelines for Formulation, Appraisal and Approval of Central Sector Public Private Partnership Projects.

**5. INTER-MINISTERIAL CONSULTATIONS**

- 1) The Administrative Ministry may, if deemed necessary, discuss the details of the project and the terms of concession agreement in an inter-ministerial consultative committee and comments, if any, may be incorporated or annexed to the proposal for consideration of PPPAC.
- 2) There could be projects, which involve more than one Ministry/ Department. While considering such projects, PPPAC may seek participation of such Ministries/Departments.

**6. 'IN PRINCIPLE' APPROVAL OF PPPAC**

- 1) While seeking 'in principle' clearance of PPPAC, the Administrative Ministry shall submit its proposal (in six copies, both in hard and soft form) to the PPPAC Secretariat in the format specified at Annex-II and accompanied by the pre-feasibility/feasibility report and a term-sheet containing the salient features of the proposed project agreements.
- 2) PPPAC Secretariat will circulate the copies of PPPAC memo and associated documents to all concerned. A meeting of the PPPAC will be convened within three weeks to consider the proposal for 'in principle' approval.
- 3) In cases where the PPP project is based on a duly approved Model Concession Agreement (MCA), 'in principle' clearance by the PPPAC would not be necessary. In such cases, approval of the PPPAC may be obtained before inviting the financial bids as detailed below.

---

**7. EXPRESSION OF INTEREST**

Following the 'in principle' clearance of PPPAC, the Administrative Ministry may invite expressions of interest in the form of Request for Qualification (RFQ) to be followed by shortlisting of pre-qualified bidders.

**8. FORMULATION OF PROJECT DOCUMENTS**

The documents that would need to be prepared would, inter alia, include the various agreements to be entered into with the concessionaire detailing the terms of the concession and the rights and obligations of the various parties. These project documents would vary depending on the sector and type of project. Typically, a PPP will involve the concession agreement that will specify the terms of the concession granted to the private party and will include the rights and obligations of all parties. There could be associated agreements based on specific requirements.

**9. APPRAISAL/APPROVAL OF PPPAC**

- 1) RFP (Request for Proposals), i.e. invitation to submit financial bids, should normally include a copy of all the agreements that are proposed to be In cases where the PPP project is based on a duly approved Model Concession Agreement, 'in principle' clearance by the PPPAC would not be necessary. In such cases, approval of the PPPAC may be obtained before inviting the financial bids entered into with the successful bidder. After formulating the draft RFP, the Administrative Ministry would seek clearance of the PPPAC before inviting the financial bids.
- 2) The proposal for seeking clearance of PPPAC shall be sent (in six copies) to the PPPAC Secretariat in the format specified along with copies of all draft project agreements and the Project Report. The proposal will be circulated by PPPAC Secretariat to all members of the PPPAC.
- 3) Planning Commission will appraise the project proposal and forward its Appraisal Note to the PPPAC Secretariat. Ministry of Law and any other Ministry/Department involved will also forward written comments to the PPPAC Secretariat within the stipulated time period. The PPPAC Secretariat will forward all the comments to the Administrative Ministry for submitting a written response to each of the comments.
- 4) The concession agreement and any supporting agreements/documents thereof, along with the PPPAC Memo, will be submitted for consideration of PPPAC. The PPPAC will take a view on the Appraisal Note and on the comments of different Ministries, along with the response from the Administrative Ministry.
- 5) PPPAC will either recommend the proposal for approval of the competent authority (with or without modifications) or request the Administrative Ministry to make necessary changes for further consideration of PPPAC.
- 6) Once cleared by the PPPAC, the project would be put up to the competent authority for final approval. The competent authority for each project will be the same as applicable for projects approval by PIB.

**10. INVITATION OF BIDS**

Financial bids may be invited after final approval of the competent authority has been obtained. However, pending approval of the competent authority, financial bids could be invited after clearance of PPPAC has been conveyed.

**11. EXEMPTION FROM THE ABOVE PROCEDURE**

Ministry of Defence, Department of Atomic Energy and Department of Space will not be covered under the purview of these guidelines. PPPAC will either recommend the proposal for approval of the competent authority (with or without modifications) or request the Administrative Ministry to make necessary changes for further consideration of PPPAC Projects of all sectors costing  $\square$  250 crore or more or under NHDP costing  $\square$  500 crore or more.

---

**CHAPTER 11****FUND REQUIREMENT****11.0 INTRODUCTION**

The generation capacity addition for the period 2017-22 and 2022-27 has been assessed in the Chapters 5. This chapter estimates total fund requirement for this capacity addition. The requirement of funds assessed in this chapter does not include the funds required for captive power plants and for R&M of existing power plants. The requirement of funds for transmission have been included in Volume-II of the National Electricity Plan

**11.1 FUND REQUIREMENT FOR THE PERIOD 2017-2022**

A total capacity addition of 58,384 MW from conventional sources has been envisaged for the period 2017-2022, consisting of 47,855 MW of coal based power stations, 406 MW of gas based power stations, 6,823 MW of hydro power stations and 3,300 MW of nuclear stations. Besides this, there has been a big thrust by the Government of India for setting up renewable power generation capacity of 1,75,000 MW by the year 2022, out of which 1,17,756 MW is expected to be set up during the period 2017-2022. The requirement of funds for generation projects for the period 2017-2022 has been assessed, based on the above mentioned capacity addition. However, it may be mentioned that no additional fund will be required for gas based generation capacity as the construction of these plants has already been completed and could not be commissioned so far due to non-availability of domestic gas.

To assess the fund requirement for various types of generation projects, the year-wise phasing of expenditure has been considered in accordance with the normal scenario. The cost per MW for the year 2017-18 has been estimated based on present day cost and this has further been escalated thereafter @4% per annum. However, in view of the recent trend, the capital cost per MW in case of solar, wind and biomass based power projects has been pegged at present day level without any escalation in subsequent years. The details of assumptions of capital cost per MW and year-wise phasing of expenditure of different categories of generation projects are given in **Annexure 11.1** and **Annexure 11.2** respectively.

Based on the above, the total fund requirement for the period 2017-2022 is estimated to be Rs.11,55,652 Crores, which also includes the likely expenditure during the period for the projects coming up in the year 2022-2027. **Table 11.1** below captures the year-wise details of total estimated fund requirement.

**Table 11.1**  
**Total fund requirement for Generation projects during 2017-2022**

(₹Crores)

	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	Total
<b>For projects likely to be commissioned during 2017-22</b>	2,19,509	2,22,030	1,92,582	1,71,208	47,475	8,52,804
<b>Advance action for projects likely to be commissioned during 2022-27</b>	2,304	18,757	35,303	67,198	1,79,286	3,02,848
<b>Total</b>	2,21,813	2,40,787	2,27,885	2,38,406	2,26,761	11,55,652

The mode-wise estimated fund requirement for the period 2017-2022 (including the likely expenditure during this period for the projects coming up in the year 2022-2027) is given in **Table 11.2**.

**Table 11.2**  
**Fund requirement for Generation projects (Mode-wise) during 2017-2022**  
**(₹Crores)**

Year	Thermal	Hydro	Nuclear	Renewables	Total
2017-18	76,781	15,622	9,479	1,19,931	2,21,813
2018-19	73,376	19,465	9,728	1,38,218	2,40,787
2019-20	52,915	23,461	8,088	1,43,422	2,27,885
2020-21	55,846	26,431	11,912	1,44,218	2,38,406
2021-22	63,991	29,546	16,127	1,17,096	2,26,761
<b>TOTAL</b>	<b>3,22,908</b>	<b>1,14,524</b>	<b>55,334</b>	<b>6,62,885</b>	<b>11,55,652</b>

Out of the fund requirement of ₹ 8,52,804 Crores for the projects likely to be commissioned during 2017-22, it is estimated that ₹ 1,42,566 Crores would be required for Central sector projects, ₹ 92,889 Crores would be required for State sector projects and ₹ 6,17,349 Crores for Private sector projects. In this estimation, it is assumed that all the Renewable projects will be implemented by private developers.

## 11.2 FUND REQUIREMENT FOR THE PERIOD 2022-27

The fund requirement for the period 2022-27 has been estimated based on total capacity addition of 1,65,220 MW, consisting of 46,420 MW of thermal projects, 12,000 MW of hydro projects, 6,800 MW of nuclear projects and 1,00,000 MW of renewable energy projects.

The fund requirement for the period of 2022-27 has been assessed using same principles as that for 2017-22 viz. based on year wise phasing of expenditure under normal scenario and estimated capital cost per MW. The latter has been arrived at based on estimated capital cost per MW for the year 2017-18 with annual escalation @4%. Nuclear units of 1000 MW each based on Light Water Reactor (LWR) technology are expected during 2022-23 & 2023-24 and 2 units of 1000 MW on LWR in 2026-27. For these nuclear units, the cost per MW have been considered as ₹ 20 Crores for the year 2022-23 with an annual escalation @4% thereafter. As for the period 2017-22, the capital cost per MW for solar, wind and biomass based power projects in the period 2022-27 has been maintained at present day level without any escalation in the coming years. The details of assumptions of capital cost per MW and year-wise phasing of expenditure of different categories of generation projects are given in **Annexure 11.1** and **Annexure 11.2** respectively.

Based on the above, the total fund requirement for the period 2022-2027 has been estimated to be ₹ 9,56,214 Crores. In the absence of information about specific years of commissioning except nuclear projects, it is assumed that the capacity addition is equally spread out over each of the five years. In case of nuclear projects, units of 1000 MW each based on LWR technology have been considered during 2022-23 & 2023-24, 2 units of 700MW of PHWR have been considered in the year 2024-25, one unit of 700 MW PHWR in the year 2025-26 and one unit of 700 MW PHWR & 2 units of 1000 MW LWR in 2026-27. This fund requirement does not include advance action for projects coming up during the period 2027-2032.

The mode-wise fund requirement for the period 2022-2027 (excluding the expenditure likely to incurred during this period for the projects coming up in the year 2027-2032) is given in **Table 11.3**.

**Table 11.3**  
**Fund requirement for Generation projects (mode-wise) during 2022-2027**  
**(₹Crores)**

Year	Thermal	Hydro	Nuclear	Renewables	Total
2022-23	77,663	31,932	19,390	1,15,917	2,44,902
2023-24	71,837	26,105	18,435	1,16,179	2,32,556
2024-25	65,778	18,267	17,173	1,16,320	2,17,538
2025-26	50,544	10,116	16,194	1,12,408	1,89,262
2026-27	25,767	3,416	8,514	34,259	71,956
<b>TOTAL</b>	<b>2,91,589</b>	<b>89,837</b>	<b>79,706</b>	<b>4,95,082</b>	<b>9,56,214</b>

---

**11.3 SOURCES OF FUNDS**

---

In case of Central Sector projects, generally developers make an equity contribution of 30%. In case of projects developed in State Sector and Private sector, the equity contribution is generally 20% and 25% respectively.

Based on the estimation of fund requirement for the period 2017-22 and considering sector-wise equity contribution mentioned in section 11.1, it is estimated that developers will be required to infuse equity amount totaling to ₹ 2,98,435 Crores. Further, they will have to arrange for total debt of ₹ 8,57,216 Crores.

Similarly, the equity and debt requirement (excluding fund requirement for advance action for projects during the period 2027-2032) for the period 2022-2027 have been estimated as ₹ 2,62,110 Crores and ₹ 6,94,104 Crores respectively.

The sources, available for debt funding are scheduled commercial banks, financial institutions like Power Finance Corporation (PFC), Rural Electrification Corporation (REC), Life Insurance Corporation (LIC), Bonds - domestic as well as overseas, foreign currency loan from World Bank, ADB, KfW, EXIM Bank and also from foreign equipment manufacturers. It is also expected that funds including foreign funds from private players would also be invested through Infrastructure Investment Trusts (InvIT). The Subordinate Debt/grant from Government may also be available to some projects to be developed by PSU/States.

In respect of nuclear power generation, Government budgetary support may be required for funding equity requirement for future power projects. Further, to promote the Renewable energy, Govt. of India is providing Viability Gap Funding (VGF) from National Clean Energy and Environment Fund (NCEEF) and is also arranging low cost funds from International Agencies like World Bank, ADB etc. Apart from this, IREDA is financing renewable energy projects under various schemes.

---

## Annexure 11.1

## ASSUMPTIONS FOR ESTIMATING CAPITAL COST OF POWER PROJECTS

## 1. For the period 2017-2022

Sl.No.	Project type	Capital cost per MW (₹ Crores)				
		2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
1	Coal	6.5	6.76	7.03	7.31	7.60
2	Hydro	10	10.4	10.8	11.2	11.7
3	Solar	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
4	Wind	6	6	6	6	6
5	Biomass	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
6	SHP	6.5	6.76	7.03	7.31	7.60
7	Nuclear (PHWR)	10	10.4	10.8	11.2	11.7

## 2. For the period 2022-2027

Sl.No.	Project type	Capital cost per MW (₹ Crores)				
		2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
1	Coal	7.9	8.2	8.5	8.9	9.25
2	Hydro	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2
3	Solar	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
4	Wind	6	6	6	6	6
5	Biomass	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
6	SHP	7.9	8.2	8.5	8.9	9.25
7	Nuclear (PHWR)	12.2	12.7	13.2	13.7	14.2
8	Nuclear (LWR)	20.0	20.8	21.6	22.5	23.4

**Annexure 11.2****ASSUMPTIONS FOR ESTIMATING CAPITAL COST OF POWER PROJECTS****PHASING OF EXPENDITURE OF GENERATION PROJECTS, FOR THE PERIODS 2017-22 AND 2022-27**

<b>Type of Project</b>	<b>Year 1</b>	<b>Year 2</b>	<b>Year 3</b>	<b>Year 4</b>	<b>Year 5</b>	<b>Year 6</b>	<b>Year 7</b>	<b>Year 8</b>	<b>Year 9</b>	<b>Total</b>
Coal	10%	10%	20%	30%	30%	-	-	-	-	100%
Hydro	20%	25%	25%	20%	10%	-	-	-	-	100%
Solar	80%	20%	-	-	-	-	-	-	-	100%
Wind	60%	40%	-	-	-	-	-	-	-	100%
Biomass	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
SHP	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
Nuclear	3%	1%	4%	5%	10%	15%	21%	26%	15%	100%

---

## CHAPTER 12

### EMISSIONS FROM POWER SECTOR

---

#### 12.0 INTRODUCTION

The phenomenal growth in demand for energy is increasingly affecting the natural environment. Human activities now occur on a scale that has started to interfere with complex natural systems. Anthropogenic activities such as energy generation from fossil fuels, industrialization and deforestation have been increasing the atmospheric concentration of Green House Gases (GHGs) above their natural levels resulting in Global climatic change. Excessive concentration of Green House Gases like Carbon di-oxide ( $\text{CO}_2$ ) and Methane ( $\text{CH}_4$ ) and other harmful emissions in the atmosphere has become one of the most critical global environment issues by which human life is gravely threatened.

In most of the developing countries, the major requirement of power is met through thermal power plants. India also depends largely on coal as a major source of energy for producing power and coal will continue to play a major role in producing power in near future. As on 31.03.2017, coal based power generation capacity is around 58.08 % of the total installed capacity but generates almost 76.08 % of total power generation in country.

Generation of power by use of fossil fuel like coal, oil and gas pollutes the atmosphere in many ways. Emission of particulate matter and generation of fly ash from coal based power stations are local health hazard. Gaseous emissions from fossil fuel based power generation like  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  and Mercury etc. affect the local as well as global climate.

#### 12.1 EMISSION FROM THERMAL POWER STATIONS

Fossil fuel-fired power plants burn fossil fuels like coal, lignite, natural gas, diesel etc. to generate steam/ hot air to run turbines generating electricity. The generation of power from combustion of fossil fuels has an impact on Air, Water and Land resulting in degradation of local as well as global environment.

The major types of pollutants emitted from thermal power stations are as follows:

##### 12.1.1 Air Pollution

The following major air pollutants are generated from combustion of fossil fuels by thermal power stations: i) Nitrogen oxide( $\text{NO}_2$ ) ii) Sulphur di-oxide ( $\text{SO}_2$ ) iii) Green House Gases like  $\text{CO}_2$  iv) Suspended Particulate Matter (SPM) v) Mercury Emissions. Traces of Carbon monoxide ( $\text{CO}$ ) is also produced during the process of combustion. The brief description of major pollutants and their effects are detailed below:

##### 12.1.1.1 Nitrogen Oxide

Most of the  $\text{NO}_x$  is emitted as  $\text{NO}$  which is oxidised to  $\text{NO}_2$  in the atmosphere. All combustion processes at high temperature are sources of  $\text{NO}_x$  emission. Formation of  $\text{NO}_x$  may be due to thermal  $\text{NO}_x$  which is the result of oxidation of nitrogen in the air or due to fuel  $\text{NO}_x$  which is due to nitrogen present in the fuel. In general, higher the combustion temperature the higher  $\text{NO}_x$  is produced. Some of  $\text{NO}_x$  is oxidised to  $\text{NO}_3$ , an essential ingredient of acid precipitation and fog. There were no existing norms for control of  $\text{NO}_x$ . However, new norms notified by Ministry of Environment, Forest and Climate Change has stipulated norms for  $\text{NO}_x$  control, which are discussed later in the chapter.

##### 12.1.1.2 Sulphur Oxide

The combustion of sulphur contained in the fossil fuels, especially coal and oil is the primary source of  $\text{SO}_x$ . About 97% to 99% of  $\text{SO}_x$  emitted from combustion sources is in the form of Sulphur Di-oxide which is a critical pollutant, the remainder is mostly  $\text{SO}_3$ , which in the presence of atmospheric water is transformed into Sulphuric Acid at higher concentrations, produce delirious effects on the respiratory system. The  $\text{SO}_x$  emissions are controlled by providing tall

---

height stack for dispersion. Higher size units of 500 MW and above were also required to keep space provisions for future installation of Flue Gas de-sulphurisation (FGD) system when required. In specific cases, installation of FGD system has been stipulated by MOE&F while granting environmental clearance. The new norms notified by Ministry of Environment, Forest and Climate Change has stipulated emission norms for SO<sub>x</sub> which are discussed later in the chapter.

#### **12.1.1.3 Green House Gases**

A number of gases like CO<sub>2</sub>, Methane, nitrous oxide(N<sub>2</sub>O), Chlorofluorocarbons and water vapour are called Green House Gases. Carbon dioxide is released primarily through the burning of fossil fuels. It is generated by combustion of coal and hydrocarbons. Methane is released through the decomposition of organic matter (marshes, cattle raising, rice flakes etc.) and the use of fossil fuels.

#### **12.1.1.4 Particulate Matter**

The terms particulate matter, particulates, particles are used interchangeably and all refer to finely divided solids dispersed in the air through chimney or stack of power stations. Norms have been stipulated by Ministry of Environment, Forest and Climate Change for control of Suspended Particulate Matter and are more stringent for new power plants.

#### **12.1.1.5 Carbon Monoxide**

It is a colorless, odorless flammable and toxic gas. It has ability to react with hemoglobin in the blood and reduce the oxygen absorbing capacity of the blood. It is generated by incomplete combustion of coal and hydrocarbons. The most significant source of CO is automobiles.

#### **12.1.1.6 Mercury Emissions**

Emissions of mercury from thermal power stations are a subject of increasing concern because of its toxicity, volatility, persistence, long range transport in the atmosphere. Once released into the environment, mercury contaminates soil, air, surface and ground water. The mercury emitted from coal-fired power plants originates from the mercury present in the coal. Typically, mercury is present in the coal in the tens of parts-per-billion range. Burning of enormous quantity of coal for power generation makes it the largest anthropogenic source of mercury emissions.

### **12.1.2 Water Pollution**

Water pollution refers to contamination of natural water, whereby its further use is impaired. The contamination could be caused by the introduction of organic or inorganic substances in the water or due to change in the temperature of the water.

In thermal power stations the source of water is river, lake, pond or sea from where water is usually taken. There is possibility of water being contaminated from the source itself. Further contamination or pollution could be added by the pollutants of thermal power plant waste as inorganic or organic compounds.

The types of water pollution & its sources are given in **Table 12.1**.

**Table 12.1**  
**Types of Water Pollution & its Sources**

	Type	Sources
(i)	Thermal pollution	- Discharges from condenser
(ii)	Carryover of ash to water bodies	- Ash pond overflow, ash handling area drainage
(iii)	Acid or alkaline effluents	- DM water treatment plant, chemical storage area & lab
(iv)	Leaching and water percolation	- Ash dumps, ash ponds
(v)	Heavy metals	- Air heater wash, wash water from boiler fire side clearing
(vi)	Toxic substances, high total dissolved solids (TDS), Phosphates high alkaline, ammonia	- Boiler blowdown
(vii)	sludge and oil	- Drains from fuel oil area, tube oil area, transformer oil off
(viii)	Cyanide and other chemicals	- Radio graphic lab
(ix)	Bacteriological pollution	- Sanitary & domestic waste

The effects of water pollutants are manifold and depend on the type and concentration. Some of these are given below in **Table 12.2**.

**Table 12.2**  
**Effects of Water Pollution**

	Pollutants	Effects
a	Soluble organic as represented by BOD( Biological Oxygen Demand)	Deplete oxygen in surface water, Fish killing, the growth of undesirable aquatic life and odours Certain organics can be bio-magnified in the aquatic food chain
b	Suspended solid	Decrease water clarity and hinder photosynthesis, form sludge deposits which changes eco-system results.
c	Chloride	Salty taste in water
d	Acidic, alkaline and toxic substances	Cause fish killing also can cause imbalance in stream eco-system
e	Disinfectants $\text{Cl}_2$ , $\text{H}_2\text{O}_2$	Killing of micro-organisms
f	Ionic forms Fe, Ca, Mg, Mn, Cl and $\text{SO}_4$	Changed water characteristics, staining hardness, salinity

All discharge from thermal power stations to water bodies is made after treatment as per the environmental standards prescribed by MOE&F. Further, ash ponds are High Density Polyethylene (HDPE) lined to prevent leaching etc. Also zero discharge system with no discharge to water body are envisaged at many stations.

### 12.1.3 Fly Ash Generation

Indian coal is of low grade with ash content of the order of 30%-50 % in comparison to imported coals which have low ash content of the order of 10%-15%. Large quantity of ash is thus being generated at coal/lignite based Thermal Power Stations in the country, which not only requires large area of precious land for its disposal but is also one of the

sources of pollution of both air and water. To reduce the requirement of land for disposal of fly ash in ash ponds and to address the problem of pollution caused by fly ash, Ministry of Environment, Forests and Climate Change has issued various Notifications on fly ash utilization, first Notification was issued on 14th September, 1999 which was subsequently amended in 2003, 2009 and 2016 vide Notifications dated 27th August, 2003, 3rd November, 2009 and 25th January, 2016 respectively. The Notification of 3rd November, 2009 prescribes targets of Fly Ash utilization in a phased manner for all Coal/Lignite based Thermal Power Stations in the country so as to achieve 100% utilization of fly ash.

The latest MoEF&CC's Notification of 25th January, 2016 stipulates mandatory use of fly ash based products in all Government schemes or programmes e.g. Pradhan Mantri Gramin Sadak Yojana, Mahatma Gandhi National Rural Employment Guarantee Act, 2005, Swachh Bharat Abhiyan, etc.

#### 12.1.4 Land Degradation

The thermal power stations are generally located on the non-forest land and do not involve much Resettlement and Rehabilitation problems. However, its effects due to stack emission etc., on flora and fauna, wild life sanctuaries and human life etc. have to be studied for any adverse effects. One of the serious effects of thermal power stations is land requirement for ash disposal and hazardous elements' percolation to ground water through ash disposal in ash ponds.

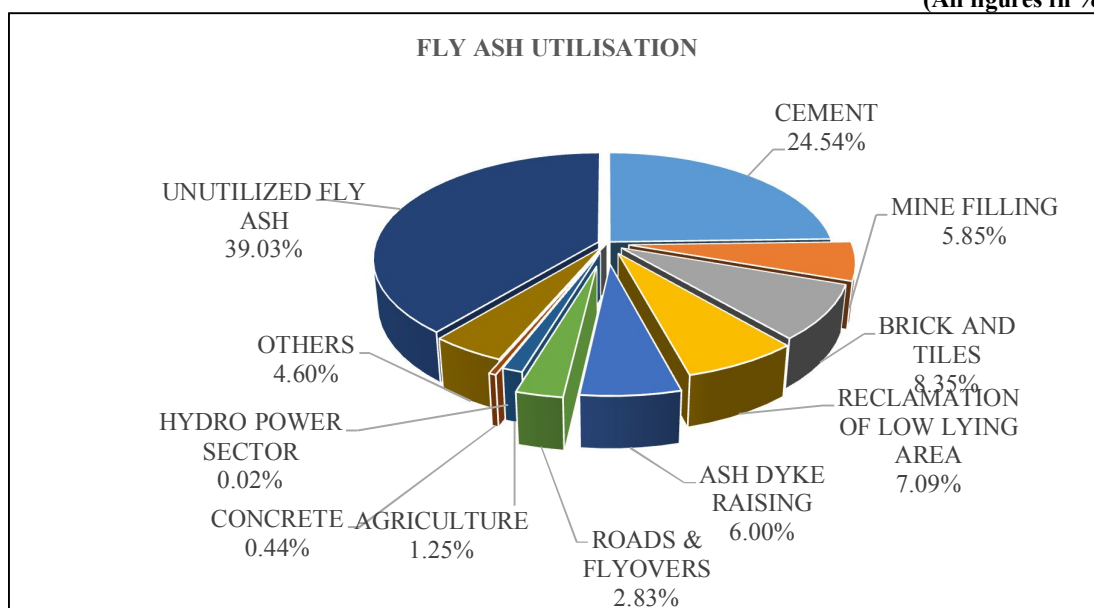
### 12.2 STEPS TAKEN BY THERMAL POWER STATIONS TO REDUCE EMISSIONS FROM POWER PLANTS

Following steps are presently being taken by power utilities to reduce the pollution from thermal power stations: -

- **SPM Emissions:** - High Efficiency Electrostatics Precipitators (ESP) are installed in the power station to arrest fly ash and reduce suspended particulate matter within the prescribed emissions norms. A SPM norm stipulated by MOEF& CC are generally adhered to by coal based power stations. However, depending upon the local condition, Pollution Control Board or other implementing agencies within the provision of Environment Protection Act has stipulated more stringent norms.
- **NO<sub>x</sub> Control:** - Low NO<sub>x</sub> burners are being used in the power station for NO<sub>x</sub> control through primary combustion control. The existing NO<sub>x</sub> emissions from coal based power station without having any secondary NO<sub>x</sub> control system is in the range of 600-1000mg/Nm<sup>3</sup>.
- **SO<sub>x</sub> control** – Indian coal used in the thermal power station generally has low sulphur content about 0.3% to 0.5% and SO<sub>x</sub> control is being achieved through dispersion from tall stacks provided as per the Regulations prescribed. In coal based units of 500MW and above and also at stations with capacity of 1500 to 2000MW, space provisions are required to be kept for installation of Flue Gas Desulfurization (FGD), if required, in future. In sensitive areas, the installation of FGD plants may be insisted upon by MOEF&CC even for station with smaller capacity. Flue gas desulphurization systems have been installed in few stations; wherever prescribed by the MOEF&CC.
- **Liquid Effluent Discharge:** - Effluent Treatment Plant is being installed to control parameters like pH, Free available Chlorine Suspended solids, Oil & Grease, Copper, Iron, Zinc, TDS & Total Suspended Solids. Many power stations have achieved zero liquid discharge. Most of the power plants are adhering to the norms stipulated.
- **Fly Ash Utilization:** - The steps have been taken by Thermal Power Stations to ensure 100% utilization of ash generated by them. The Fly ash collected in the dry form is being used for brick making, coal mines backfilling, road construction and cement manufacturing. Data of 151 coal based thermal stations, with an Installed capacity of 145044.80 MW, consuming coal of 536.64 Million tonnes and generating Fly Ash of 176.74 Million tonnes were analysed in 2015-16 by CEA. The analysis shows that country has achieved Fly Ash Utilization of 107.77 Million tonnes with percentage utilization of 60.97 % (However, the actual utilization of fly ash may vary from station to station). Fly ash utilisation in various sectors are shown in **Exhibit 12.1**.

Exhibit 12.1

(All figures in %)



- **Mercury emissions:**

India has signed Minamata convention on legally binding instrument to protect human health & environment from adverse effects of Mercury in September 2014. Article 8 of the Minamata convention pertains to reducing mercury emissions to the atmosphere through measures to control mercury emissions from coal based power stations. The studies carried out by CIMFR, Dhanbad on mercury content in Indian coal has estimated mercury emission factor of coal as 0.14 g/tonne or 14ppm. Control systems provided for NO<sub>x</sub> and SO<sub>x</sub> (SCR and FGD) along with ESP also offer the co-benefit of mercury emissions control.

### 12.3 NEW EMISSION STANDARDS FOR THERMAL POWER PLANTS

MOEF&CC has notified new Environment norms for Thermal power station including Emission and Effluent discharge on 7<sup>th</sup> December, 2015. The **Table 12.3 and 12.4** show the new environmental norms for thermal power stations which are to be complied at different time schedule.

**Table 12.3**  
**New Environmental Norms for Thermal Power Stations\***

Emission parameter	TPPs (units) installed before 31st December, 2003	TPPs (units) installed after 31st December 2003 and up to 31st December 2016	TPPs (units) to be installed from 1st January 2017
Particulate Matter	100 mg/Nm <sup>3</sup>	50 mg/Nm <sup>3</sup>	30 mg/Nm <sup>3</sup>
Sulphur Dioxide (SO <sub>2</sub> )	600 mg/Nm <sup>3</sup> for units less than 500MW capacity  200 mg/Nm <sup>3</sup> for units 500MW and above capacity	600 mg/Nm <sup>3</sup> for units less than 500MW capacity  200 mg/Nm <sup>3</sup> for units 500MW and above capacity	100 mg/Nm <sup>3</sup>
Oxides of Nitrogen (NO <sub>x</sub> )	600 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup>	100 mg/Nm <sup>3</sup>

\*To be complied within 2 years by existing stations and w.e.f 1<sup>st</sup> January, 2017 for plants under construction.

**Table 12.4**  
**MoEF & CC WATER NORMS FOR THERMAL POWER PLANTS**

S No.	MoEF & CC WATER NORMS FOR THERMAL POWER PLANTS
<b>1.</b>	All plants with Once Through Cooling (OTC) shall install Cooling Tower (CT) and achieve specific water consumption of 3.5 m <sup>3</sup> /MWh within 2 years of notification.
<b>2</b>	All existing CT based plants shall reduce specific water consumption up-to maximum of 3.5 m <sup>3</sup> /MWh within a period of 2 years of notification.
<b>3.</b>	New plants to be installed after 1st January 2017 shall have to meet specific water consumption of 2.5 m <sup>3</sup> /MWh and achieve zero water discharge.

## 12.4 IMPLICATIONS OF NEW EMISSION STANDARDS ON POWER SECTOR

The new norms stipulated by MOEF & CC cannot be met until new technologies like Flue Gas Desulfurization (FGDs) for SO<sub>x</sub> reduction and Selective Catalyst Reduction (SCRs) for NO<sub>x</sub> reductions are introduced.

The following technologies are available to reduce SO<sub>x</sub> emissions from coal based power stations:

- 1) Wet /Lime Stone Flue Gas Desulfurization
- 2) Spray Dry Scrubber
- 3) Sea Water Scrubbing

The following technologies are available to reduce NO<sub>x</sub> emissions from coal based power stations:

- 1) Combustion control
- 2) Selective Catalyst Reduction (SCR)
- 3) Selective Non Catalyst Reduction (SNCR)

To meet the new norms for SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> reduction, coal based power stations will face lot of challenges. Some of the issues and challenges are discussed below.

For implementing SO<sub>x</sub> reduction, coal based power stations have to install flue gas desulfurization plants. It is estimated that around 16,789 MW of the coal based capacity will be affected due to non-availability of space for installing FGD plant. A land of 7 acres is required to install FGD plant for a plant of 2×500 MW. Also where space is available, FGD installation may require 2- 3 years for installation and involve a shutdown of at least 1-2 months. In addition to this, for an installed capacity of around 2 lakh MW, a large amount of limestone will be needed for operating FGD plants. The by-product of FGD plants is Gypsum. So the disposal of such large quantity of Gypsum will be an added problem. Installing of FGD plant shall increase the Auxiliary Power Consumption (APC) by at least 1% – 1.5 % affecting the overall Efficiency of the power plant.

For implementing NO<sub>x</sub> control, coal based power stations have to install Selective Catalytic Reduction (SCR) as combustion control system may reduce the NO<sub>x</sub> emissions to around 600-700 mg/NM<sup>3</sup> only. However, in view of the new norms of 300 mg/NM<sup>3</sup>, installation of SCR becomes must. The main challenge with SCR is that they have not been proven for high ash Indian Coal. Also space constraint/layout constraints is also expected to be a major challenge for installation of SCR. Also for operating SCR, large amount of Ammonia will be required involving challenges in transportation and storage of Ammonia due its toxic nature.

Apart from all the issues and challenges, availability of vendors to supply FGD and SCR in such a large quantity will be the main constraint.

## 12.5 CARBON EMISSIONS FROM POWER SECTOR

The world over consumption of fossil fuel is the primary contributing factor in the build-up of atmospheric concentration of GHGs like carbon dioxide resulting in Global warming. As per UN Human Development Report 2015, the per capita carbon dioxide emission in India is among the lowest and is estimated to be around 1.7 metric tonnes as compared to the world average of 4.6 tonnes per capita and 17.0 tonnes per capita for USA (**Table 12.5**).

**Table 12.5**  
**Per capita emission of CO<sub>2</sub> of different countries**

Country	Per capita CO <sub>2</sub> emission in the 2011 (tonnes of CO <sub>2</sub> )
India	1.7
USA	17.0
Australia	16.5
U.K	7.1
Japan	9.3
China	6.7
World	4.5

Source: UNDP Human Development report 2015

About half of total carbon dioxide from India is estimated to be generated from power sector. The other major contributors of CO<sub>2</sub> emission in our country are transport and industrial sector. CEA is annually estimating the amount

of CO<sub>2</sub> emissions from grid connected power stations. The total amount of CO<sub>2</sub> emission from grid connected power stations in the year 2015-16 has been estimated at 846.3 million tonnes. Year wise carbon di-oxide emissions from Indian power sector during the last 5 years are given in **Table 12.6**.

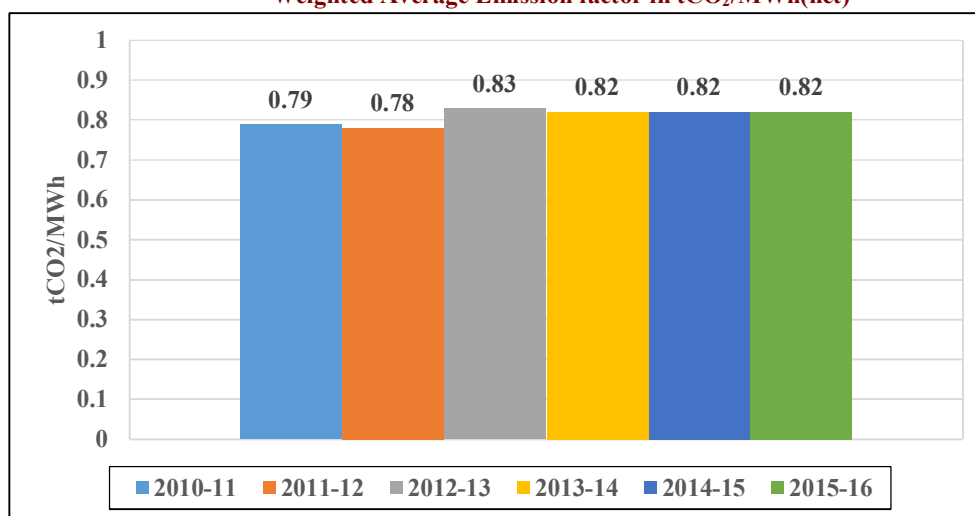
**Table 12.6**  
**Total Absolute Carbon Di-oxide Emissions of the power sector**  
**(2010-11 to 2014-15) in Mtonnes CO<sub>2</sub>**

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16
<b>India</b>	598.35	637.8	696.5	727.4	805.4	846.3

Source: CEA CO<sub>2</sub> baseline database for the Indian power sector version 11.0 March 2016)

In the year 2015-16, the weighted average CO<sub>2</sub> emission rate from grid connected power stations (excluding captive power stations and stations on islands and from Renewables) is 0.82 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>net</sub>. During the year 2015-16, the weighted average has increased marginally due to the increase in percentage of coal-based generation and decrease in hydro and gas based generation. Year wise weightage average emission factors are shown in **Exhibit 12.2**.

**Exhibit 12.2**  
**Weighted Average Emission factor in tCO<sub>2</sub>/MWh(net)**



Source: CO<sub>2</sub> baseline database for power sector

The CO<sub>2</sub> emission from gas based power stations is almost half of that is generated by coal based power stations. The weighted average CO<sub>2</sub> emissions for various fossil fuels used in Indian power stations are shown in **Table 12.7**.

**Table 12.7**  
**Weighted average specific emissions for fossil fuel-fired stations in FY 2015-16, in tCO<sub>2</sub>/MWh<sub>net</sub>**

Coal	Diesel	Gas*	Lignite
0.99	0.57	0.46	1.36

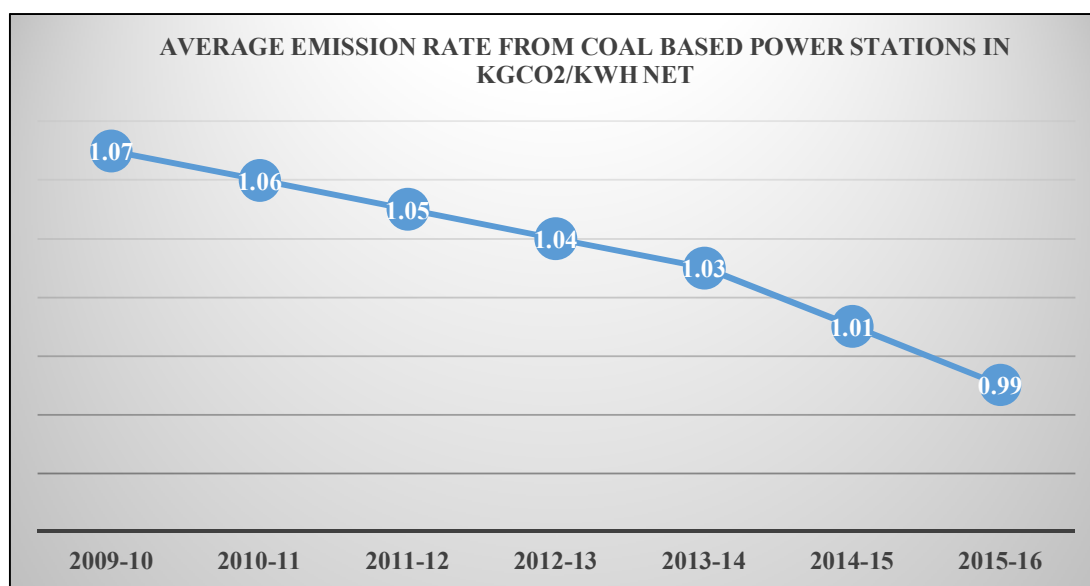
\* Only gas-fired stations that do not use any other fuel. Stations that use naphtha, diesel or oil as a second fuel are excluded from the weighted average.

The weighted average emission rate of coal and lignite based generation is 0.99 kg CO<sub>2</sub>/ kWh<sub>net</sub> and 1.36 kg CO<sub>2</sub>/ kWh<sub>net</sub> respectively during the year 2015-16. However, the average emission rate from coal based stations has been on declining trend due to the fact that more number of efficient supercritical technology based units are getting

commissioned and also due to introduction of Perform Achieve and Trade (PAT) scheme which aims at improving the efficiency of power plants.

The **Exhibit 12.3** shows the declining trend of average CO<sub>2</sub> emission rate from coal based power stations.

**Exhibit 12.3**



## **12.6 IMPACT ON CO<sub>2</sub> EMISSIONS DUE TO CAPACITY ADDITION FROM SUPERCRITICAL TECHNOLOGY BASED COAL POWER STATIONS.**

With the rapidly expanding thermal generation capacity, installation of large size supercritical units is being encouraged to enhance efficiency of power generation, reduce coal consumption and GHG emissions. Supercritical technology based units have about 2% more efficiency than sub critical technology based power plants. The country is going ahead with installing Supercritical technology based units in recent time. As on 31<sup>st</sup> March, 2017, 60 No. of units based on Supercritical technology have already been commissioned.

An Analysis has been carried out to estimate reduction of quantum of amount of CO<sub>2</sub> emissions by installing supercritical units in the country by 31<sup>st</sup> March, 2017. It shows that about 20.69 Million tonnes of CO<sub>2</sub> emissions have been avoided due to commissioning of Supercritical technology based units assuming that business as usual scenario would have been commissioning of sub critical technology based units.

Details of the analysis is given in **Table 12.8**.

**Table 12.8****Impact of Supercritical technology based units on CO<sub>2</sub> emissions**

A	Total Generation capacity added from Supercritical units as on 31.3.2017	<b>41,310 MW</b>
B	Total actual gross generation from Supercritical units during 2016-17 in Million Units	<b>559,314.6 MU</b>
C	Business as usual :500 MW subcritical: estimated CO <sub>2</sub> emission (Kg CO <sub>2</sub> /kwh Gross) [based on designed heat rate]	<b>0.853</b>
D	Super Critical Units: Estimated CO <sub>2</sub> emissions (Kg CO <sub>2</sub> /kwh Gross) [based on designed heat rate]	<b>0.816</b>
E	CO <sub>2</sub> emission reduction {(C-D)/1000 x B in Million Tonnes	<b>(0.037*/1000) x 559,314.6= 20.69 Million Tonnes</b>

**12.7 IMPACT ON CO<sub>2</sub> EMISSIONS DUE TO HUGE CAPACITY ADDITION FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES.**

Government of India has announced a huge capacity addition from renewable energy sources by the year 2021-22. Target installed capacity of renewable energy sources is set at 1,75,000 MW by the end of the year 2021-22 which includes 1,00,000 MW capacity from solar and 60,000 MW from wind, 15,000 MW from small hydro and biomass based power generation.

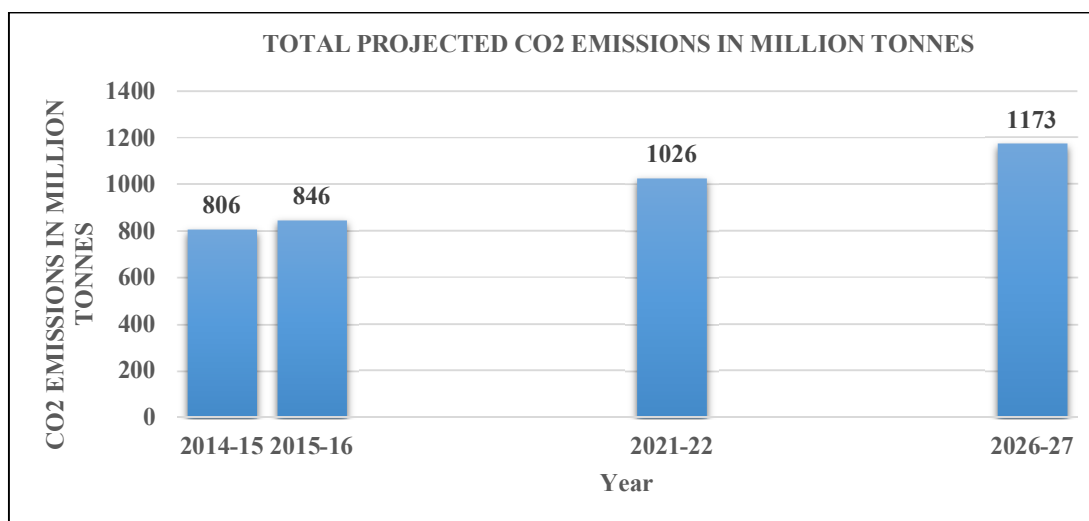
Based on the projections of capacity addition by 2021-22 given by Ministry of New and Renewable Energy, it is estimated that a generation of about 327 BU will be available from renewable energy sources. Assuming the present weighted average emission rate of 0.82 kgCO<sub>2</sub>/KWh of Indian Grid, it is estimated that about 268 Million tonnes of CO<sub>2</sub> will be avoided annually by the end of 2021-22 from renewable energy sources. However, the net reduction of CO<sub>2</sub> emissions will be less as emissions from thermal power stations will increase due to frequent cycling and ramping of the plants than during steady state operation.

**12.8 PROJECTIONS OF CARBON EMISSIONS IN 2021-22 AND 2026-27**

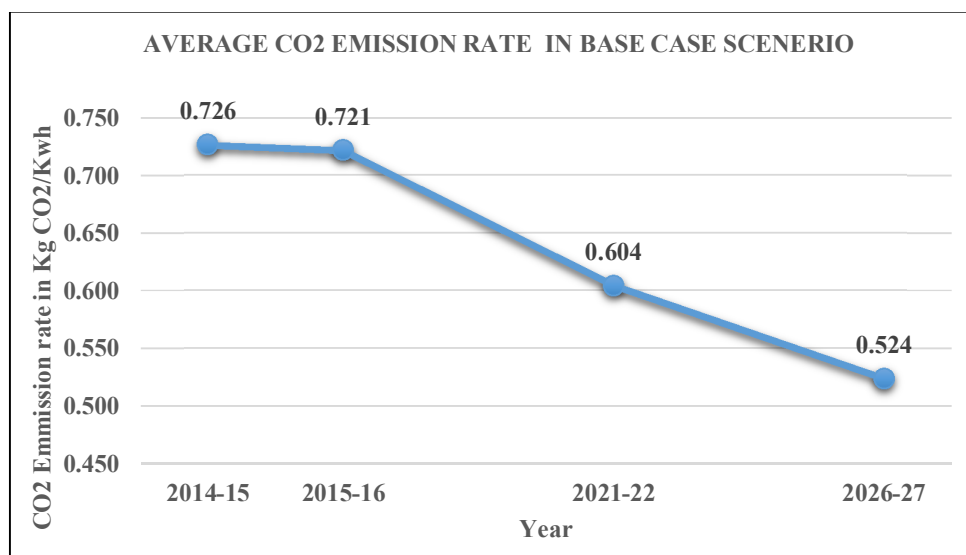
On the basis of generation from each fuel source including renewables, carbon footprint i.e. projected carbon emissions and the emission factors considering base year of 2015-16 have been worked out.

Emissions factors (gCO<sub>2</sub>/MJ) as given for Indian Coal/Lignite in the Initial National Communication and for Imported Coal Gas/Oil/Diesel/Naphtha as given by Inter Government Panel on Climate Change (IPCC 2006) have been considered for estimating Carbon emissions from various fuels. The methodology as given in CO<sub>2</sub> Baseline Database for the Indian Power Sector User Guide published annually by CEA has been followed in arriving the carbon emissions. Also, it is assumed that 75% of the coal generation will come from subcritical units and remaining from supercritical units in the year 2021-22. Further in the year 2026-27, it is assumed that 60% of the coal generation will come from subcritical units and remaining from supercritical units.

The total CO<sub>2</sub> emissions projected will increase from 846 Million tonnes in 2015-16 to 1026 Million tonnes in the year 2021-22 and 1173 Million tonnes in 2026-27 and are shown in **Exhibit 12.4**.

**Exhibit 12.4**

The average emission factor kgCO<sub>2</sub>/kwh from the total generation including renewable energy sources in base case scenario has been estimated and are shown in **Exhibit 12.5**.

**Exhibit 12.5**

It may be seen that the average emission factor is expected to reduce to 0.604 kg CO<sub>2</sub>/kWh in the year 2021-22 and to 0.524 kg CO<sub>2</sub>/kWh by the end of 2026-27.

### **12.9 INITIATIVE OF GOVERNMENT OF INDIA TO REDUCE CARBON EMISSIONS**

Mitigation of CO<sub>2</sub> emission is an important agenda on international level. Improving efficiency of thermal power stations is one of the effective methods to reduce CO<sub>2</sub> emissions which is being achieved by various schemes introduced by Government of India like Perform Achieve and Trade Scheme under National Mission on Energy Efficiency and adopting super critical/ultra-super critical technology for coal based generation. Also efficiency improvement measures through Renovation and Modernization (R&M) of old and inefficient units is undertaken and

units in which R&M is not possible are being considered for retirement. Thrust is being given for increasing the share of non-fossil fuel (renewable, hydro etc.) based generation in the energy-mix to reduce the CO<sub>2</sub> emissions from power sector.

### 12.10 COUNTRY'S STAND ON CLIMATE CHANGE- INDCs

Under the Copenhagen Accord, India had pledged to reduce its CO<sub>2</sub> intensity (emissions per GDP) by 20 to 25 percent by 2020 compared to 2005 levels. Also in October, 2015, India had submitted its Intended Nationally Determined Contribution (INDC) to UNFCCC. The key elements are:

- To reduce the emissions intensity of its GDP by 33% to 35 % by 2030 from 2005 level.
- To achieve about 40 percent cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel based energy resources by 2030, with the help of transfer of technology and low cost international finance including from Green Climate Fund (GCF).
- To create an additional carbon sink of 2.5 to 3 billion tonnes of CO<sub>2</sub> equivalent through additional forest and tree cover by 2030.

The studies show that the proposed trajectory of capacity addition programme for 2017-22 and 2022-27 is in line with India's submissions under INDCs. An analysis has been carried out and details are shown below.

#### 12.10.1 Installed Capacity

As on 31<sup>st</sup> March, 2017, share of non-fossil fuel based capacity (Hydro + Nuclear + RES) in the total installed capacity of the country is around 33 %. It is expected that the share of non-fossil based capacity will increase to 49.3% by the end of 2021-22 and will further increase to 57.4 % by the end of 2026-27. Details of expected installed capacity and % share is shown in **Table 12.9**.

**Table 12.9**

#### Installed capacity and share of non-fossil fuel

Year	Installed Capacity (MW)	Installed Capacity of Fossil fuel (MW)	Installed Capacity of Non-Fossil** fuel (MW)	% of Non-fossil fuel in Installed Capacity
March, 2016	3,26,833	2,18,330	1,08,503	33.20%
March, 2022	4,79,419	2,43,038	2,36,381	49.31%
March, 2027	6,19,066	2,63,885	3,55,181	57.37%

\*\* Non Fossil Fuel – Hydro, Nuclear and Renewable Energy Sources

Note: 1. Including 47,855 MW of Coal based capacity addition currently under construction and likely to yield benefits in 2017-22 and an additional 46,420 MW coal based capacity addition required during 2022-27 & a coal based capacity considered for retirement being 22,716 MW during 2017-22 and 25,572 MW during 2022-27.

2. The actual % may change to the extent of thermal capacity materialising and actual retirement taking place during 2017-22 and 2022-27.

### 12.10.2 Emission Intensity from power sector

The total CO<sub>2</sub> emissions from grid connected power stations in the country in the year 2005 was estimated as 462 million tonnes. The CO<sub>2</sub> emissions from power sector is estimated to increase to 1026 million tonnes by the end of 2021-22 and to 1173 million tonnes by the end of year 2026-27.

**Table 12.10** shows the emission intensity (kg CO<sub>2</sub>/□ GDP) in the year 2005 and expected emission intensity (kg CO<sub>2</sub>/□ GDP) in the year 2021-22 and 2026-27 from Grid connected power stations. It can be seen that emission intensity is likely to reduce by 40.51 % by the end of 2021-22 and 53.65 % by the end of 2026-27 from the year 2005 level.

**Table 12.10**

#### CO<sub>2</sub> emissions Intensity from Power Sector

	Years		
	2005	2022	2027
Emission intensity kg/□ GDP	0.015548	0.009249	0.007207
% Reduction in emission intensity base 2005		40.51	53.65

### 12.11 CONCLUSIONS

- Government of India has taken various measures to reduce environmental emissions from thermal power stations. This includes improving efficiency of power generation, notification of stricter environment norms and retiring old and inefficient plants, Perform Achieve and Trade scheme etc.
- The average CO<sub>2</sub> emission rate from coal based stations in the country has been on declining trend indicating improvement in efficiency of power generation from coal based power plants.
- About 20.69 Million tonnes of CO<sub>2</sub> emissions have been saved due to commissioning of Supercritical technology based units.
- It is estimated that about 268 Million tonnes of CO<sub>2</sub> will be avoided annually by the end of 2021-22 due to renewable energy sources.
- During 2015-16, the country has achieved Fly Ash Utilization of 107.77 Million tonnes with percentage utilization of 60.97%.

---

## CHAPTER 13

### R&D ACTIVITIES IN POWER SECTOR

#### 13.0 INTRODUCTION

Research and Development in power sector of India is managed under Ministry of Power through three schemes namely In-house Research and Development (IHRD) of CPRI, Research Scheme on Power (RSoP) and R&D under National Perspective Plan (NPP). R&D is also undertaken by various ministries like MNRE, Department of Science & Technology, R&D laboratories of CSIR, Academia (IITs, NITs and Engineering Colleges) and by CPSU's BHEL, NTPC, NHPC, SJVNL, POWERGRID. Private sector companies, global R&D centers, etc also pursue it significantly. Many technological aspects, which are proposed for adoption in the country, are new from the perspective of Indian Power Sector. This includes the large capacities of superconducting generators, High Temperature Superconducting (HTS) power apparatus, Ultra/Extra high voltage transmission lines and its connected equipment, Gas Insulated Substation (GIS) as well as smart metering in distribution systems.

R&D activities and infrastructure developed by CPSUs, CPRI and MNRE during 12<sup>th</sup> plan were reviewed and projects which are important but could not be taken up under 12<sup>th</sup> plan are proposed for consideration during the year 2017-22. The following new developments have taken place in the last decade:

- Adoption of Supercritical technologies for thermal generation with large units of 660 MW and 800 MW capacity.
- Technology for Ultra High Voltage transmission of 800 kV DC, 1200 kV AC have been adopted. Some of the transmission lines of 1200 kV AC are in the process of being commissioned.
- There has been a greater emphasis on renewable sources of energy and Government of India has set a target of 175 GW generation capacity by 2022 consist of 100 GW from solar 60 GW from wind and 15 GW from small hydro and other renewable sources of energy. These developments have given rise to new challenges and issues in the power sector. Some of these include:
  - Integration of renewable energy generating sources with the Grid.
  - Impact of renewable energy generation on the existing and new coal fed generating stations.
  - Transmission corridor for evacuation of power generated from renewable sources
  - Microgrid and electricity solutions for remote isolated areas.
  - Adoption of micro grids and smart grids particularly in relation to efficiency of operation as well as to deal with the consumer related issues is very crucial for further development of Indian Power Sector. The adoption of large capacity generating units and high voltage transmission lines necessitated the adoption of state-of-the-art technology of high capacity transformers as well as grid safety, security and energy conservation.

#### 13.1 R&D CHALLENGES DURING 2017-22 AND BEYOND

It is a known fact that technology can help in enhancing supply of energy at affordable price and deliver it efficiently, sustainably and reliably. The supply should be reliable with high degree of availability. However, the real challenge lies in creation of a conducive environment for R&D to flourish. The country so far has been in the fore front of technology deployment but not in development. Hence, a proactive policy approach for technology induction must be in place.

The in-house R&D arms of major CPSUs like NTPC, NHPC and POWERGRID aim at introduction and absorption of new technology by applied research primarily through project routes. Major manufacturers like BHEL, ABB, GE etc., have their own R&D set up, focusing on product development. Central Power Research Institute (CPRI) is provided with capital funds from the Ministry of Power for in-house research as well as funds to coordinate and manage MoP's research schemes. Central Electricity Authority (CEA) has to promote research in matters affecting the generation, transmission, distribution and trading of electricity. The policy of the Government is to promote R&D projects which would help the nation to become self-reliant in technology.

Funds are also earmarked under different schemes including the Deendayal Upadhyay Gram Jyothi Yojana (DDUGJY) for enabling investigations and technology development.

Research and Development in power sector and consequent changes have resulted in the development of a sound generation base, a reliable grid and a modern distribution system. Continued and sustained efforts are required through

---

involvement of various science and technology laboratories like that of CPRI, CSIR, DRDO, BARC and cooperation from Government bodies like DST, DSIR and MNRE, for promoting technology in India.

In the present scenario, it is proposed to categorize R&D initiatives into five different conventional sectors, viz. Generation, Transmission, Distribution, Environment and Renewables including Microgrid.

R&D is a continuous activity. Integration of several technologies with techno-economic, statutory compliance and environmental considerations to be achieved over a long term scenario also plays role in deployment of a particular technology. Utilities work in competitive and regulated environment and adoption of technology depends on that also.

### **13.2 R&D INITIATIVES OF GENERATION SECTOR**

The major challenge to the energy and power sector is to reduce and ultimately eliminate generation shortfall, to provide a reliable and cost-effective power supply to the customers, and to achieve it in a sustainable manner with minimum impact on the environment.

Generation sector is in the midst of a paradigm shift – one which has never been seen before in India. Moreover, the renewable energy plants have been classified as ‘must run’ plants. Also, most of the fossil fired plants are forced to operate at part load for sustained period. We have also moved progressively from coal shortage era to imported coal regime and now to coal surplus period. All these indicate that we are at the cusp of a new age where India will have to devise technologies and strategies to extract maximum benefit from renewable as well as conventional plants in a sustainable manner.

Though solar, wind and other sources of renewable energy have recently received much publicity; still the role of conventional generation continues to be critical. Solar and wind power are distributed sources which cannot be built at very high capacity levels or be centrally controlled. Moreover, they are dependent on weather conditions like wind levels and solar insolation, and so they may be unavailable for certain periods at a stretch and during this period, dependence would be exclusively on conventional power generating sources. Hence, huge opportunities to improve the generation system, including the aspects like better plant design, increasing efficiency, improvement in fuel quality and waste heat recovery system exist. The following are different technologies with proposed prototypes and pilot plant demonstration for implementation:

#### **13.2.1 Thermal Generation**

Some of the important areas of R&D in Thermal generation are identified for collaborative R&D.

##### **13.2.1.1 Ultra Super Critical (USC) and Advanced- USC Plants**

Ultra super-critical plants operate at higher temperature and pressure (approximately 600°C and 32 MPa) resulting in higher efficiency. These plants require low coal usage per kWh of electricity generated and have less CO<sub>2</sub> emissions. A few such plants have been built in Europe and Japan. The efficiency of these plants goes up to 44%. However, the extreme operating parameters impose stringent requirements on materials.

Considering that coal shall remain as the mainstay of India's power industry and the inevitability of global pressure, India should seriously focus to reduce emissions due to its own as well as global climate concerns. Development of Advanced Ultra Supercritical (Adv-USC) Technology for power plants has been taken as one of the four Sub-Missions as part of the National Mission under the guidance of the Principal Scientific Adviser to the Government of India. Under this initiative, it is proposed to develop and establish 800 MW Adv-USC Power Plant on a Mission Mode, as a collaborative project involving Indira Gandhi Centre for Atomic Research (IGCAR), NTPC, BHEL and CPRI. Material degradation issues and condition assessment programmes are also to be investigated.

Research to increase the steam parameter to 700°C from the level of 600°C and to increase the efficiency levels beyond 40% needs to be explored. The research in this area for the development of suitable materials to handle high temperature is already being coordinated by Government of India with the participation from BHEL, Nuclear Power Corporation Limited (NPCIL) and few experts in the country.

##### **13.2.1.2 IGCC Technology**

Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) integrates a coal gasifier, a gas clean up system and gas turbine in a combined cycle mode where coal is gasified with either oxygen or air. The resulting synthesized gas (or syngas)

consisting of primarily hydrogen and carbon monoxide is cooled, cleaned and fired in a gas turbine. The technology has shown capability of power generation at higher efficiency and lower emission levels with respect to pulverized coal combustion technologies as demonstrated in the USA, Netherland and Spain.

The other important aspect of IGCC where technological advances are continuously made is the syngas cleaning especially at higher temperature. This removes the efficiency penalty of cooling the syngas to  $\sim 90^{\circ}\text{C}$  and again heating it to the required temperature for the gas turbine. These demonstration plants should have sufficient slip stream facilities where the upcoming warm gas cleaning technologies can be tested at actual operating condition.

Furthermore, IGCC technology opens up new product area along with electricity generation like liquid fuel generation, hydrogen production, pre-combustion  $\text{CO}_2$  capture and integration of fuel cell which may provide future options of zero emission coal technologies with higher efficiency. There is a need to continue funding of such research with active participation of NTPC, BHEL and the leading State generation utilities.

#### **13.2.1.3 Waste Heat Recovery Systems for enhancing the power plant efficiency.**

The thermal power plants operating on Rankine power cycle normally achieve power generation efficiency in the range of 35–40% depending on various site conditions, turbine inlet steam conditions and design of equipment etc. Balance of the heat input is essentially lost as condenser losses (about 48–50%) and boiler exhaust gas losses (about 6–7%) besides other nominal losses viz. radiation losses, un-burnt carbon losses etc. In a 500 MW unit, about 25 MW of thermal heat would be available if the flue gas temperature is dropped, say, from  $140^{\circ}\text{C}$  to  $110^{\circ}\text{C}$ . The major challenge in low temperature heat recovery system is the requirement of large heat transfer area and thus additional pressure drops, which increases the cost of the system. Use of waste heat recovery system, though desired for obvious cost benefits, is equally important for environmental protection since lower quantity of fossil fuels shall be burnt for same quantum of useful energy.

Efforts are being made in developing technologies where waste heat can be gainfully recovered and applied to: (i) Produce refrigeration / air-conditioning using Vapor Absorption/Adsorption Machines based on Li-Br, Ammonia absorption system. (ii) Plant cycle efficiency improvement using condensate pre-heating and fuel oil heating (iii) Produce electric power independent of the main plant Turbine – Generator (TG) set using Aqua-Ammonia Cycle or Organic Rankine Cycle. (iv) Flue Gas Desalination of sea water (v) Flue Gas Cooling Tower Blow down recovery.

#### **13.2.1.4 Bulk ash utilization**

Coal-based thermal power plants have been a major source of power generation in India where about 61% of the total power obtained is from coal-based thermal power plants (on installed capacity basis). Fly Ash is a by-product material being generated by thermal power plants from combustion of Pulverized coal. High ash content is found to be in range of 30% to 50% in Indian coal. So far several uses of fly ash have been developed viz. substitute of cement in concrete, land filling, mine filling, agriculture, etc. Practically fly ash consists of all the elements present in soil except organic carbon and nitrogen. Thus, it has a great potential material with manifold advantages in agriculture. Research needs to be carried out in developing technologies for bulk utilizations of fly ash in other areas such as construction of roads, bricks etc.

#### **13.2.1.5 Advanced surface engineering technologies for higher life expectancy of Thermal plant components**

The surface engineering technologies are becoming essential in critical applications of power plants involving erosion as well as corrosion. Thus the immediate technological requirements to be addressed in respect of damage tolerance capacity of materials are:

- (i) High temperature wear and erosion resistance of thermal components (Burner, liner, and shield).
- (ii) Silt erosion resistance of hydro parts.
- (iii) Cavitation problem in hydro turbines.

The other important investigations needed include the following:

- Design & Development of Last Stage Steam Turbine Blades and balancing of flue gas flow inside boiler for Improved Performance

- Identifying the impact of cyclic loading on power plant components due to increased renewable penetration in the grid
- Formulation of the methodologies for better plant performance under low load conditions
- Preparation of coal directory and develop software tools for helping operator for maximizing generation at lower ECRs with optimum blending of Imported and Indian coals
- Study of coal characterization and combustion characteristics using Drop Tube Reactors.
- Boiler combustion Computational Fluid Dynamics (CFD), CFD modelling of sub and Supercritical boilers
- Development of Nano particles for application in high thermal coefficient lubricants, additives in water to reduce evaporation losses.
- Automatic Voltage Regulator (AVR)- Power system Stabiliser (PSS) Tuning of Generators through Modelling and Simulation Studies
- Application of Synchro phasors for Monitoring and enhancing power system stability
- Advanced Non-destructive Testing (NDT)/ Non-destructive Examination (NDE) based diagnostics and inspection tools for condition assessment of plant components such as in-situ inspection of low pressure (LP) Turbine Blades by Ultrasonic Phased Array method
- Design & development of Low Pressure Steam Turbine last stage blades through Computer Aided Design (CAD) modelling and CFD based analysis for determination of efficiency
- Modelling of utility boiler (250/500 MW) with simulated imbalance conditions and assessment on plant performance and control measures for achieving uniform flow conditions
- Development of proto-type new turbine blades
- Performance evaluation of new blades.
- Establishment of better coal storage facility
- Establishment of Advanced facilities for coal combustion / blended coal combustion evaluation studies
- Application of technologies for on-line measurements of coal flow, fineness, heating value, and balancing for combustion optimization in utility boilers
- Development of Hot Gas Clean-up Systems for Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC).
- Optimization of boiler and turbine steam cycles and balance of plant for improved energy efficiency

Following are the areas of scientific support required by the Generating Stations:

- Quantitative and Qualitative analysis of deposit, solvent selection and post operational chemical cleaning recommendations for boilers.
- Robotic Inspection of Low Temperature Super Heater (LTSH) tubes without lifting tube panels.
- Alloy analysis for identification of material mix-up in boiler, turbine auxiliary, GT etc.
- Condition assessment of super heater / re-heater tubes of ageing boilers through accelerated creep testing.
- Metallurgical Failure analysis of pressure parts components etc.
- Wear Debris analysis – lubricating oils of rotating components.
- Deposits of boiler, condenser, Effluents, Ash, cooling waters, Coal, etc. using equipment like Atomic Absorption Spectroscopy (AAS), X-Ray Diffraction (XRD), Ion Chromatograph (IC), Total Organic Carbon (TOC) , Energy Dispersive X-Ray Analysis (EDAX) analyzer, etc.
- Monitoring of ion exchange resins & activated carbon for capacity and kinetics from stations
- Diagnosis of vibration problems of rotating machines
- NDE of boilers, steam turbine, Gas turbines and generator components, Health assessment and life enhancement using advanced Non-destructive analysis tools such as Dye penetration (DP), Ultrasonic tests, eddy current testing, video imaging, phased array testing, Time of Flight Diffraction (TOFD) etc.
- Condition Monitoring and life assessment of high voltage transformers through dissolved gas analysis (DGA), polarization and depolarization current (PDC), Recovery voltage measurement (RVM) and Furfural content & degree of polymerization.
- Specialized analytical support for characterizing the turbine deposits, corrosion products, heavy metals in effluents, etc.
- Switchyard condition assessment by early detection of incipient faults through Corona & Thermal scanning.

### 13.2.2 R&D in Hydro Generation Sector

The following are the R&D areas identified:

- 1) Vortex rope mitigation
- 2) Renovation, Modernization and upgradation (RMU)
- 3) Silt erosion: “Hard Coating (HP\_HVOF- High Velocity Oxygen Fuel) on underwater parts is employed to mitigate erosion in underwater parts due to high silt and to increase the life of underwater parts”. Improvement in this regards need to made.
- 4) Transient operation
- 5) Turbine assembly

Following key points are identified which can be addressed by further R&D:

- Effective technique for draft tube vortex rope breakdown, structural dynamic when vortex rope strikes to draft tube wall and causes damage due to cavitation.
- The causes of pressure recovery loss near the best efficiency point in draft tube.
- Dynamic pressure distribution and comparison between conventional and splitter blade runner.
- Correlation between pressure, stress, and strain to estimate the life cycle of runner blade.
- Fluid-structure interaction of guide vanes, vibration, and magnitude of forces on guide vane spindle of Francis turbine.
- Fluctuations in vane less space during turbine runner acceleration or deceleration and optimization of movement of guide vanes during turbine start-up after emergency shutdown of the Francis turbine.
- Transient dynamic behaviour and runner blade loading during no-load run/ runway, load rejection, and start-up as well as shutdown of the Francis turbine. A strategic start-up and shutdown technique of the Francis turbine may be developed.
- Integrated operation of cascade hydro power plants
- Optimization studies for exploitation of hydro potential
- Studies on benefits of pumped storage schemes in the Indian context for hybridization with the Renewable Schemes
- Use of Global Positioning Systems and Geographic Information Systems (GPS/GIS) in hydro potential studies and other areas.
- Numerical Flow Simulation using Computational Fluid Dynamics (CFD)
- Technology for Split Runners/ Site Fabrication of Runners
- Development of facilities for large size/weight casting and forging facilities
- Development of Shaft Seal for Silty Water
- Modernization of generators to increase efficiency
- Variable speed drive for pumped storage schemes
- Monitoring System for on-line measurement of Turbine Efficiency and Silt
- Monitoring cavitation causing Erosion
- Development of Poly Tetra Fluoro Ethylene (PTFE) material
- Measures to tackle corrosion/erosion problems in acidic water
- Construction Methodology for Arch Dams
- Reinforced Cement Concrete (RCC) Dams - construction techniques and construction material
- Measures to increase service life for silt flushing gates
- Excavation of large size cavern with stabilization technology and soft rock tunneling
- Measures to tackle bad geology in dam foundation and cut-off wall
- Power generation technology assessment and development
- Performance optimization of hydro plant components through Computational Fluid Dynamics approach.
- Design and development of model test facilities should be conducted for all unit sizes above 25 MW.

### 13.3 R&D IN TRANSMISSION

#### 13.3.1 Adoption of Advanced technologies

Transmission towers and conductors play major role in power transfer. To meet the growing demand for power in urban and industrial areas requires transfer of huge quantum of power. Due to the constraints in getting environmental clearances, and acquiring Right of Way (RoW), introduction of compact transmission lines is an alternative choice. The compact transmission lines have the advantage of reduced RoW and reduced tower dimensions. The compact

lines invariably require polymer or long rod insulators for effecting reduced dimensions of tower. Reconductoring of existing lines with High temperature Low sag (HTLS) conductor is a viable option to increase the power transfer capacity. Design aspects of compact towers and feasibility study of different types of HTLS conductors are to be explored for implementation.

Compact transmission line support using FRP is gaining importance and adopting compact transmission lines in Indian power network has become essential due to increase in load growth and difficulty in building new lines due to RoW issues. The main features of compact lines are reduced RoW and tower dimensions. The compact lines have reduced clearances and require polymer or long rod insulators for effecting tower dimensions. The aspects need to be addressed are: design, development and testing of 220 kV and 400 kV towers and implementation in a utility as a pilot project.

Keeping in view the bulk power transfer requirement development of high temperature electrical conductors for transmission lines is essential. The major challenges are to overcome the transmission losses, increase the power transmission on the existing lines and the development of more efficient power conductors for new lines. The development of efficient power transmission system seems to have the major stake in the future of transmission system and will become the national priority. One of the major requirements of conductors is to have high ampacity and low sag properties. In this direction, high temperature conductors which can withstand temperatures well above 250 °C are required to meet the growing demand to transfer power.

Recent developments have demonstrated that '6201' and 'Al59' are the two major alloy conductors in use. However, further enhancement is possible by designing new alloys and economically viable processing techniques. The present alloy conductors use alloying elements such as Zirconium (Zr) to restrict the re-crystallization temperatures of the alloy conductors so that the conductor can withstand high temperatures. The strength and conductivity of conductors need to have a best compromise so as to get the maximizing benefit during power transmission. Research in developing high temperature All Aluminium Alloy Conductors (AAAC) for transmission and distribution line applications is needed specially for developing new materials for this purpose. The high temperature conductor should have an allowable temperature of 300°C in emergency condition and 250-260 °C in continuous operation.

Design and development of seismic resistant substation is necessary to maintain reliability and safety of electrical equipment after an earthquake. This depends on the seismic response of individual substation components such as transformer, bushings, switchgear etc. The use of seismic qualification of electric equipment is one of the most cost effective methods for reducing the damage and disruptions from earthquake. Thus, equipment and supporting structures for power generating stations, and substations located in seismically sensitive regions / zones have to be designed and standardized to withstand possible earthquakes.

### **13.3.2 UHV DC +/- 800 kV**

Considering the implementation of next High Voltage Direct Current (HVDC) transmission at +/- 800 kV, indigenous manufacture of equipment is required. The research focus will cover the following aspects: (1) DC electric field, corona studies on equipment and electrodes; (2) Effect of pollution on insulator surface; selection of insulator profile, configuration to withstand DC stress under normal and polluted conditions. (3) Performance of bushings under DC electric stress. (4) Effects of DC stress on transformer insulation, ageing studies, diagnostic tools (5) Overhead transmission Lines (6) Bushings and transformers.

Some of the other potential areas of research are as follows:

Voltage Source Converter (VSC) based HVDC transmission has become an attractive option for bulk power transfer between meshed grids. The advantages of VSC based HVDC transmission is: high controllability of active and reactive power at the converters terminal and the ability to improve the system stability. The project envisages design, development and deployment of 50 MW VSC based back-to-back HVDC system, as a pilot project study.

High Speed Grounding Switches (HSGS) for HVDC systems are required to connect the station neutral to the station ground in case the ground electrode path becomes isolated. The development of indigenous HSGS will be carried out as a pilot project study for installation at HVDC substation.

---

---

The concept of transformer less HVDC transmission is under active research at various institutions. A pilot project study is proposed to evaluate various aspects.

To adopt the VSC based HVDC transmission technology, High Speed Grounding Switches for HVDC systems and to absorb the concept of transformer less HVDC transmission system in power sector, pilot project study is required to be undertaken to gain the experience for wider acceptability and implementation.

### **13.3.3 Design and development of equipment for 1200 kV UHV AC System**

Power sector growth necessitates development of indigenous technology for absorption in to the network at higher voltage levels, mainly to strengthen the system and power evacuation. The key equipment proposed for indigenous development are: 1200 kV sub-station, circuit breakers, shunt reactors and controlled shunt reactors for dynamic reactive power compensation. Development of High Energy ZnO blocks for lightning arrestor is required for dissipation of high energy. Development of operating mechanism for 1200 kV disconnecter is essential in the light of UHV transmission system technology.

### **13.3.4 HVDC and FACTS**

Efforts are needed for better utilization of the facilities that have been installed in recent years. System studies will be useful to evaluate the cost-benefit trade-offs for further use of these devices.

The key technologies that are being considered for development of controls, for EHV and UHV AC and DC transmission systems are, compact towers that significantly reduce RoW requirements, application of High Temperature Superconducting technology in developing transformers, cables, fault current limiters, motors etc., Gas Insulated Substations that require about 80% less area than conventional substations, substation automation and remote operation systems.

The technical developments in communication technology and measurement synchronization for reliable voltage Phasor measurements have made the design of system wide protection solution possible. The introduction of Phasor Measurement Units (PMU) has greatly improved the observability of power system dynamics. Based on PMU's input, different kinds of Wide Area Protection, emergency control and optimization systems can be designed.

Additionally, Smart Grids to support utilities in making optimal usage of the transmission grid capacity and to prevent the spreading of disturbances are also being considered. By providing on-line information on stability and safety margins for dynamic condition monitoring, Smart Grids would serve as an early warning system in case of potential power system disturbances.

### **13.3.5 Development of controllers for FACTS devices**

Application of Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) devices in Indian power system is proposed, extensively supported through system studies. Research in the direction of developing indigenous development of FACTS devices and its controls are essential and the objective is to design & develop controls for FACTS devices such as: Static Compensator, HVDC, multi-terminal HVDC, switchable shunt reactors, series and shunt HVDC taps, Unified Power Flow Controller (UPFC), Interline-Power-Flow-Controller (IPFC) & Static Synchronous Compensator (STATCOM) and deployment in network. The controller performance is to be studied in real time.

There is a need to develop controller for controlled switching of circuit breakers, which is used to close or open the contacts of circuit breaker by time dependent control of trip coils, to eliminate undesirable transients. Substantial research in this direction is required.

### **13.3.6 Automation**

---

A pilot project may be taken up considering the advantages of process bus technology over the conventional station bus technology. Process bus technology has the advantage of reduced copper wiring, integration of any number of Intelligent Electronic Devices (IEDs) at bay level etc. Integration of optical current transformers (CTs) in place of conventional current transformer is also to be considered.

### **13.3.7 Innovative visualization with sustainable self-awareness feature**

The perspective of the real time data set at different levels is required for different aspects. It is required to have customized and intended data set to be visualized for particular user/ Energy management systems (EMS) operator. The objective of innovative visualization with sustainable self-awareness feature is to serve real time data for different level of users with the specified authorization and based on their usability which leads visualization to self-awareness. The system will depict the required real time data efficiently with the expert system/intelligent system.

### **13.3.8 Next Generation Data Analytics in Energy Domain**

Data Analytics for power system analysis could be efficiently implemented on Cloud Infrastructure. Project shall include the design and development of an application framework with Software Sub Modules for energy trading, billing, pricing and tools for load forecasting in the form of Software as a Service (SaaS). Data Analytics assist in analyzing specific consumer benefits, support efficient delivery and investment in the electric system, facilitate customer choice etc., on which exhaustive and heuristic analysis can be done.

Using Data Analytics, it is becoming possible to run simulations or models to predict the future outcome, rather than to simply provide backward looking data about past interactions, and to do these predictions in real-time to support each individual business action. While this may require significant changes to existing operational and Business Intelligence (BI) infrastructure, the potential exists to unlock significant improvements in business results and other success rates. Next-generation Analytics can support BI search tools that can find reports and generate Structured Query Language (SQL) queries, visual discovery tools to slice/dice data intuitively at the speed of thought.

Data analytics and tools can also be used for monitoring and improving the performance of utilities and generating stations. Some of the important topics for study should include the following:

Application & Features:

- 1) Advanced forecasting techniques for sustainable operations
  - Novel Forecasting Techniques
  - Advanced modelling tools
- 2) Architectures & tools for operations
  - Self- Healing Grids
  - Control Methodologies for Sustainable self-aware services
- 3) Simulators and training for operation of smart grids
- 4) Transmission system, real time security assessment
  - Innovative solutions to demands of real time security analysis
- 5) Prognostic Health Management in the Smart Grid.

Other major areas of focus are mentioned below:

- Real-time Power System Simulator
- Use of Space Technology in power system
- Forecasting Grid Congestion in Power System network
- Transmission Towers with reduced Right of Way
- System Security and Operator Training
- Calculation of Total Transfer Capacity, Available Transfer Capability
- Expansion Planning
- Transmission cost estimation

- Phasor Measurement Units (PMUs)
- Nitrogen Injection Fire Prevention & Extinguishing System (NIFPES) and fire prevention system
- Gas Insulated Transmission Lines (GITL)
- EHV Cables and submarine cables for bulk power transmission
- High Temperature Superconductor (HTS) cable system
- Superconducting Fault Current Limiter (SFCL)
- Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES)
- Composite insulators
- Synthetic and Natural esters for Transformer Oil
- Development of Cold-Rolled Grain-Oriented (CRGO) Silicon Steel for Transformer core
- High Quality Pressboard Insulation for transformers
- Resin Impregnated Paper (RIP) bushing
- SF<sub>6</sub> filled large capacity power transformer technology

### 13.4 R&D IN DISTRIBUTION

Distribution system has direct impact on the consumers. It is also an area in which there are significant challenges. A large share of system losses occurs in distribution circuits and a significant amount of power system investment goes in the purchase and installation of distribution hardware. Recently, the development of smart grid concepts and the use of solar power have changed the way in which distribution networks function.

The distribution sector requires most significant priority since the efficiency, financial viability and losses effect the viability of the total power sector as a whole. Various privatization models including franchising, Public Private Model, and others would need to be studied and comprehensive recommendations may be made State wise. The issues regarding refinancing of the debt to save on the interest burden on the utilities, bringing down the cost of procurement of power from outside the State need consideration. Hence R&D in distribution system needs impetus.

Distribution system needs careful attention in the areas such as reduction in losses, metering, distribution automation, planning, harmonic pollution, custom power devices, Demand Side Management (DSM) etc. High Voltage Distribution System (HVDS) is an effective method for reduction of technical losses and improved voltage profile. Application of IT has great potential in reducing technical and commercial losses. Integrated resource planning and demand side management also needs special attention and implementation. Substantial efforts are required for capacity building, so that the present day distribution system would be transformed into a modern day distribution system. Smart grid represents a vision for a digital upgrade of power distribution system to both optimize present operation as well as to open up new avenues for alternative energy production. Improvement in reliability of distribution network can be achieved with deployment of Supervisory Control and Data Acquisition/Distribution Management System (SCADA/DMS) for remote monitoring and control of various network elements, obviating need for manned substations. Distribution Management System (DMS) extends the monitoring and control functionality of SCADA to distribution transformers. Remote Terminal Units (RTUs) and Fault Passage Indicators (FPIs) are installed at substations.

**Design Automation:** Expertise is available for manual design of distribution networks. But it is a labor-intensive activity and often results in non-standard and sub-optimal designs. There is a strong need to standardize and promote design automation techniques which would reduce costs and improve performance.

**Feeder Load Characteristics:** Individual feeder loads differ widely in their behavior. A methodology needs to be evolved for studying feeders in order to characterize them. The technique should be relatively simple and trade off accuracy against efforts involved, since any distribution entity has a large number of feeders, and needs to accurately predict their contributions to the total load curve for the next day, so as to contract for energy supplies from generation companies.

**Appropriate tariff models:** Along with the usual charges based on monthly energy charges, it is possible to factor in charges based on time-of-day (TOD) and the ratio of peak time energy to average energy consumption. This can have the effect of reducing the overhead of the power sector infrastructure. But detailed studies are needed to evaluate the effectiveness of the scheme under typical Indian conditions, and to come up with the most effective tariff structures.

**Load Shedding:** Currently load shedding is generally carried out at the feeder level, with an entire feeder being disconnected as a single entity. With the facilities offered by smart grid, it is possible to be more selective, and enable the system operator to shed non-essential loads, while maintaining service to critical loads. With this flexibility, the system can be run more effectively, while critical loads having assured supply, less dependency on stand by genets. Detailed studies on this aspect will be useful.

**Security and Protection:** In conventional distribution schemes, loads are protected mainly through over-current relays and fuses. A smart grid has the facility to provide more sophisticated protection. In addition, the ability to operate the feeder through remote control opens up the possibility of load control in response to under-frequency and voltage collapse conditions.

#### 13.4.1 R&D in Solar Organic Polymer based Light Emitting Devices

High power Silicon based Light Emitting Diodes (LEDs) are gradually making large in-roads as common light sources. However, huge capital investment needed to manufacture LED and huge breakeven point is a serious deterrent in this competitive world. It is important to note that incandescent, fluorescent and Compact Fluorescent Light (CFL) sources have been popular for decades at lower wattages and metal halide and sodium vapour lamps at higher wattages for large area lighting.

However, there is scope for development of organic polymer based electroluminescent light sources, which could compete with High power silicon based light emitting devices. The concept has been used and commercialized in some ways by leading manufacturers for backlit lighting of mobile phones.

#### 13.4.2 Distribution Automation

The research work should be aimed at developing indigenous know-how of full scale Distribution Automation system, which can cover from primary substations to consumer level intelligent automation. The future research initiatives for power distribution automation are:

- Customer Level Intelligent Automation System
- Computer Aided Monitoring and Control of Distribution Transformers
- Substation and Feeder Level Automation
- Data communication system for Distribution Automation
- Development and Standardization of Distribution Automation software

### 13.5 R&D IN RENEWABLE ENERGY

Hydrocarbon resource limits are bound to force the world away from fossil fuels in coming decades. In addition, the environmental and health burdens arising out of the use of hydrocarbons may force mankind towards clean energy systems. Therefore, there is a need for electric power industry to look at other technologies of power generation through solar, wind, biomass, small hydro, fuel cells, geothermal, tidal etc.

Technologies related to wind, biomass, solar, small hydro, geothermal, fuel cells, Waste to Energy (WtE) need to be identified. Research focus is on grid connectivity of large wind mills, self-healing wind generation connected micro-grids, distributed generation and large use of ethanol and hydrogen for energy products. Development of micro and mini grids and larger penetration of renewable energy is an important area of research

The R&D activities in the field of New and Renewable energy includes the following:

- 1) Development of micro grids and suitable control mechanism.
- 2) Energy storage: electrical and thermal storage with enhanced charge-discharge efficiencies and new technology routes.
- 3) Indigenous development of floating Solar Photo-Voltaic (SPV) stations.

- 4) Development and demonstration of lead redox flow battery system for solar energy storage and retrieval
- 5) PV degradation studies and identification of best suited technology for maximum solar PV generation
- 6) Indigenous development of wet and dry robotic cleaning system for PV modules.
- 7) Development of super hydro phobic coatings for PV modules.
- 8) Utilization of Unmanned Aerial Vehicles (UAVs e.g. DRONE) and Light Detection and Ranging (LIDAR) for PV Plant inspection
- 9) Utilization of concentrated solar thermal energy for Cooking systems, desalination and cooling systems
- 10) Development of solar thermal and fossil hybrid power plants. Development of the hybrid technology as combination of conventional and any of the renewable sources (solar/wind/biomass etc)
- 11) Development of Centralized Solar PV Forecasting Solution
- 12) Development of new technologies like Quantum dots, multi junction cells and third generation technology like solar panels which utilizes ultra-violet (UV) and infrared-spectrum which ultimately increases the efficiencies of cells.
- 13) Distinct Focus on both small wind and large wind systems as the technologies and their deployment are vastly different
- 14) Low wind speed turbine development (India has very few locations with high wind speeds)
- 15) Development of low cost material for small wind turbine blades and tower

R&D in renewable energy includes different technologies which are listed below:

- 1) Integration of renewable energy with the power grid
- 2) Cost of storage in case of solar energy and wind power
- 3) Bringing down the cost of solar PV cells and wind power generation
- 4) O&M issues of renewable energy generation
- 5) Tackling with the End of Life of Solar PV modules

The main areas of R & D in renewable generation are:

- Primary converter: developments for enhancement of efficiency, cost reduction and new technology routes.
- Electrical energy distribution and grid connectivity: conventional grid-renewable grid ties, micro grids, domestic grid tied systems, etc.
- End use equipment for efficient interface to renewable power.
- Research to bring down the cost of solar PV cells as well as the storage batteries applicable for distributed generation system especially in rural areas.
- Develop design principles of deciding on to the capacity of battery systems.
- Recommendations regarding most appropriate technology for hybridization of solar and wind power for meeting out the demand uniformly for all the 24 hours in accordance with demand profile.
- Design and Development of Solar PV based Super- Efficient Agricultural Pumps and Hybrid Multidimensional Inverters
- Grid safety and security considerations.
- Development of suitable and efficient energy converter from source to load that may involve prime movers, generators, and power electronic controllers.
- Effect on the conventional thermal power generator and any design modifications required to cope up with the variable nature of solar and wind power and take lessons from other developed countries like Germany/Japan.

These studies would make recommendations for the following:

- Extent of backing down on the conventional coal fired thermal generators and total number of such operations during the life time of plant.
- Any changes required on the generator in electrical insulation to cope up with such operations.
- Any changes required of the materials of construction of turbine rotor blades, generator rotor, insulation, etc., for future applications with greater induction of solar and wind power.

---

### 13.6 R&D IN MICROGRIDS

A Microgrid is a local energy grid with controlled capability which means it can disconnect from the main grid and operate autonomously. The grid connects homes; business and other building to central power resources which allow the use of appliances, heating/cooling systems and electronics devices. But this interconnectedness means that when part of the grid needs to be repaired everyone is affected. A Microgrid generally operates while connected to the grid, but importantly it can break off and operate on its own using local energy generation in time of crisis like storms or power outages or for other reasons. Microgrid can be powered by distributed generators, batteries and renewable resources like solar panels. Depending on how it is fueled and how its requirements are managed, a Microgrid might run indefinitely. Microgrid connected to the grid at a Point of Common Coupling (PCC) that maintains voltage at the same level as the main grid unless there is some sort of problem on the grid or other reasons to disconnect. A Microgrid not only provides backup for the grid in case of emergencies but can also be used to cut energy costs or connected to local resources that is too small or unreliable for traditional grid use. The microgrid allows communities to be more energy independent and environmental friendly.

Microgrids can be described by one of four categories:

- Off grid Microgrids including islands, remote sites and other microgrid systems not connected to local utility network.
- Campus Microgrids-That are fully interconnected with a local utility grid but can also maintain some level of service in isolation from the grid.
- Community Microgrids-Integrated into utility network.
- Nanogrids- Comprise of smallest discrete network units with the capability to operate independently.

#### 13.6.1 Impedance Emulator

Switched impedances are needed to correct power factor in Micro-grid systems. In the case of switched systems many inductors or capacitors are connected. A solid-state equivalent of a motor generator (MG) set to test battery powered inverters is developed. These inverters (Equipment Under Test - EUT) are to be loaded with variable inductor, capacitor, or even resistors. However, to reduce the resistive losses and yet maintain high power factor and low Total Harmonic Distortion (THD) on the EUT, a novel system need to be developed, which is similar to an electronic Motor Generator set. This can also be deployed as a Pulse Width Modulated Power (PWMP) factor correction system in micro grids.

It is well known that renewable energy resources are distributed throughout the country. Wind power is available in southern and western parts, whereas solar power is available in north western, central and northern parts of India. Similarly, small hydel potential is identified in the Himalayan and North-Eastern parts of the country. Apart from these renewable energy resources, biomass potential is also identified in few Indian metro cities.

To meet the power demand of the country, in particular the un-electrified rural Indian population from the sustainable energy resources in a reliable manner, the hybrid combination of conventional and non-conventional resources in off grid and grid connected mode are potential power solution in Indian context. Tapping power from these resources and integration with the national grid is a very challenging issue. It involves delicate operation and control, interfacing, storage, generation/load forecasting and regulatory issues. Even though in India, we have few simple micro-grid (having only one or two resources) in operation, their application is mainly focused only on power production and lacks research and development activities. Therefore, there is immediate requirement for renewable energy based micro grid as a reliable solution for electrification of power isolated area. Govt. of India has an extensive plan to generate more green power from sustainable renewable energy resources. Therefore, a modern state of art micro grid research infra-structure is highly required in India for carrying out extensive research in this area.

### 13.7 R&D IN COMMUNICATION SYSTEM

Though the telecommunication sector initially started with transmitting voice over wired lines the telecom companies have diversified into multimedia, wireless communication etc. in a big way. Electrical utilities have started finding benefits from advances in communication technology. People did try to develop Power Line Carrier Communication

---

(PLCC) separately riding purely on power lines itself. But it failed due to impedance offered by power network. Power Grid is already planning to deploy fiber optic cable network along the entire transmission system across the country. It must be noted that electrical network is one of the most widely dispersed networks along the length and breadth of the country.

Alternatively, it is suggested that the electrical utilities (transmission and distribution together) run fiber optic cables along HT lines down to the ultimate consumers. These cables could be laid alongside HT cables and even on 11 kV lines and down to 3 phase LT lines along the same cable, in the same trench, on the same pole and maintained by the utility. The utility uses it for its own data communication and could lease it to cable operators for a fixed extra monthly income. The Telecom Regulatory Authority of India (TRAI) regulates bandwidth for wireless radio frequency and not for fiber optic lines. Utility can plan for laying underground pipes to carry both power lines and also draw about 10 fiber optic lines in all new trenches. TV, computer network terminations should have fiber optic modem or set top box interface modules- if not available, it should be developed indigenously. This will make the city/ town free from hanging wires, reduce road digging by multiple entities and bring in discipline among utilities.

Microwave towers are considered to pose health risks also by some. Also many companies are working on Light Based Field Interface (LIFI) as alternative to Wi-Fi. LEDs can also be used to carry signal information superimposed on its powering current. Fluctuations in lumen output will not be noticeable. This is not possible with incandescent bulb or metal halide or sodium vapour lamps as bandwidth is low.

### 13.8 R&D IN ENVIRONMENT

The need for electricity generation to be clean and safe has never been more obvious. Environmental and health consequences of electricity generation are important issues, alongside the affordability of the power which is produced. Production of electricity from any form of primary energy has some environmental effect. The power sector in India is one of the largest emitters of CO<sub>2</sub>. The share of the power sector CO<sub>2</sub> emissions in the total CO<sub>2</sub> emissions in India is higher than the global average. The main reason for such a high share is the power sector's heavy reliance still on coal.

There are various technologies and processes that have substantial potential to reduce Green House Gas (GHG) emission. Clean coal technologies and renewable energy usage have been adopted by India as methods of best approach to tackle climate change issues.

Along with all these methods, further steps can be implemented for reduction of CO<sub>2</sub> emissions. These are research and development; information and education (for awareness); economic measures; regulatory measures; and voluntary agreements. Each step offers advantages and drawbacks and has different effects on CO<sub>2</sub> reduction. Low carbon generation options, nuclear and renewable technologies, are needed to substantially reduce emissions. Due to the high ash content of Indian coal, oxy-fueling and post combustion CO<sub>2</sub> capture would be suitable options for India. Pre combustion capture in a coal fired IGCC plant would require the adaptation of the technology to the Indian coal quality. Retrofitting coal power plants with CO<sub>2</sub> capture technologies could be an option to achieve clean coal technology.

Developments of following technology ready methods are being tried:

- 1) Use of CO<sub>2</sub> for reduction in pH of ash water
- 2) CO<sub>2</sub> capture by Modified Amine Solution
- 3) Development of Pressure Swing Adsorption (PSA) process for CO<sub>2</sub> capture and conversion of CO<sub>2</sub> into useful products

PSA is a technology used for separation of some gas species from a mixture of gases under pressure according to the species' molecular characteristics and affinity for an adsorbent material. Special adsorptive materials (e.g. Zeolite) are used as a molecular sieve, preferentially adsorbing the target gas species at high pressure. The process then swings to low pressure to desorb the adsorbent material.

Clean environment mechanism at thermal power stations, creating data base for ash quality, advanced ash management schemes, sustaining coal based power generation considering new and emerging environmental issues, effects of electromagnetic (EM) waves on human beings with specific reference to up-gradation of transmission voltages, eco-design and energy efficient power transformers, development of waste water treatment & recycling technologies, emission control technologies for NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> and mercury are some of the areas where R&D activities are required for improvement of environment and for sustainable development.

### 13.9 INFRASTRUCTURE FOR TESTING AND CERTIFICATION

In order to support the ambitious schemes of Government of India like “Make in India”, “Start-up India” etc., and the need for maintaining quality and reliability of products manufactured in India, there is a need for infrastructure development and setting up of regional testing laboratories to help small scale and medium entrepreneurs for producing quality power products in India. CPRI is well equipped for testing and certification of electrical product and Government of India has been supporting the infrastructure development for testing. However, there are certain test requirements for which facilities are not presently available either at CPRI or in private laboratories in India. Based on the discussion with manufacturers and Power utilities, the following have been identified as new areas for which testing facilities are to be established in a phased manner during the years 2017-27.

#### A) Testing of Power Equipment/Apparatus/Systems

##### Testing of Capacitor Voltage Transformer

- Pressure test for the enclosure (cl.7.2.9 of IEC 61869-5:2011)
- Type tests for carrier frequency accessories (cl.7.2.505 of IEC 61869-5:2011)
- Type tests for carrier frequency accessories (cl.7.3.502 of IEC 61869-5:2011)
- Mechanical test (cl.7.4.5 of IEC 61869-5:2011 std) - To be augmented
- Enclosure tightness test at low and high temperatures (cl.7.4.7 of IEC 61869-5:2011) Gas dew point (cl.7.4.8 of IEC 61869-5:2011 std)

There is also a need to upgrade the following facilities in the next five years.

- Upgradation of temperature rise test facility on Voltage Transformers
- Augmentation of electrical endurance and overload test facilities up to 2000A, 660V for LV Switchgear and mechanical endurance test facility for LT & HT Switchgear as per IEC Standards.
- Multiple current injection set for temperature rise test for LT Switchboards as per IEC 61439-1 & 2
- Impulse analyzing system for 800 kV, 20kJ impulse generator
- Mobile test facility for conducting routine test and special test on transformers up to 5 MVA, 33/11 kV rating
- DC test facility for MCCBs, MCBs, switches and contactors
- Transient recorder for short circuit test
- Test facility for low current interruption test on load break switches, disconnectors, HT/LT contactors etc.
- Test facility for capacitor switching test for back to back capacitor bank breaking current and in rush breaking and making current as per IEC 62271-100
- High voltage station testing transformers 245 kV, single phase – 3 Nos.
- Make switch 17.5 kV, 265 kApc.
- Automatic power factor controller on 33 kV side at 33 kV substation

#### B) Evaluation of Insulators

- Ageing test on polymeric insulator –
- Solid layer test facility for up to 400 kV insulators
- Flashover test on 220 kV & 400 kV insulators

#### C) Testing of composite insulator Steep front impulse test

#### D) PMU Testing and Certification

Extensive research work in the field of PMU technology is required for the Nation. The important areas of research are State Estimation, development of algorithm for optimal placement of Phasor Measurement Unit (PMU), calibration of PMU under steady state and dynamic conditions, voltage stability monitoring, phase angle monitoring, frequency monitoring, inter area oscillation monitoring, fault location, development of controller, development of wide area protection schemes, Remedial Action Schemes (RAS)/System Integrated Protection Schemes (SIPS).

There is a need to gear up for performance tests as per IEEE C37.118.1, 2011, IEEE C37.118.1a, 2014, IEEE C37.242, 2013.

**E) Substation Automation**

In the area of substation automation, the following facilities require consideration.

- Conformance test facility for process bus devices and IEC 61850 for switches used in the substations.
- Communication protocol conformance test facilities for Distributed Energy Resources (DER) system, Substation to Substation and Substation to Control Centre systems and devices.
- Test facility for cyber security conformance and assessment.

This includes Optical CTs and PTs, Sample devices (Merging units) and software based conformance test tools as per IEC 61850 requirements for merging units, switches, substations and control centres.

**F) Electric Power Cables**

- Establishment of Power cables laboratory for test facilities up to 765 kV.
- Up gradation of reactor module to 900 kV
- Setting up of Partial discharge laboratory for testing equipment rated up to 765 kV with accessories like coupling capacitor, divider, etc.
- Development of suitable insulation materials for DC cables
- Setting up of test facilities like super imposition test and polar reversal test.

**G) Setting up of Superconducting Electrical apparatus laboratory for testing of transformers, motors, fault limiters etc.**

**H) Creation of facilities for testing and evaluation of Cryogenic systems for high temperature superconducting based power apparatus like, Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) devices, motors, transformers etc.**

**I) Evaluation of Conductors**

- Creep test (elevated temperature)
- Sag Tension Performance.
- Temperature Cycle test
- Stress-Strain test on Stranded Conductor and Core at elevated temperature.
- High Temperature Endurance & Creep test on Stranded Conductor.

In addition to the above test facilities, in order to support the ambitious Government of India schemes like “Make in India”, “Startup India”, there is a need to establish more regional testing and Research Laboratories and incubation centers under the Central Power Research Institute. The regional laboratories can also help in setting up of many Microgrid projects to exploit the opportunities presented by renewable sources of energy. These Centres can supplement government programmes which are intended to provide 24 X 7 electric power to all, especially in the rural sector. Sufficient funds should be made available for setting up of new Regional testing and Research laboratories for speedy implementation of projects envisaged for the growth of Indian Power sector.

### 13.10 CHALLENGES IN TECHNOLOGY MANAGEMENT

There are certain key considerations for administration of an effective and commercially viable R&D programme to compliment the Government of India schemes. Some of these aspects are as follows.

---

**13.10.1 Role of CPRI in the management of R&D in Electrical Power Sector**

CPRI plays a crucial role to promote and execute R&D activities in power & energy sector for the country. R&D component of CPRI activities must be considerably enhanced with added inputs and emphasis. This requires appropriate modifications of policies. Proper demarcation of activities under R&D, Test & Certification, and Quality assurance is needed internally. The task ahead is to create and consolidate suitable R&D infrastructure and effectively execute relevant activities suited to the country. There should be a distinct and separate R&D structure at CPRI with specialized infrastructure and expert manpower to work exclusively on critical and futuristic technologies as needed by the stake-holders.

CPRI's interaction with Academia and R&D Organizations and premier institutions like ISRO, BARC and CSIR needs to be further strengthened to generate synergy and avoid duplication of expensive infrastructure. CPRI has to be strengthened for consortium mode of R&D involving Academia, Industry and Utilities.

CPRI scheme of involving expert consultants and visiting professors should be effectively leveraged further to form an expert base to guide the academic and research programs undertaken through R&D projects. Leveraging National Knowledge Network (NKN), a National Data base of Power & Energy Experts drawn from CEA, IITs, NITs, PSUs, MNCs, PIOs and Private sector has to be created to tap core expertise for R&D.

International collaboration on R&D activities must be pursued vigorously by CPRI to achieve 'Vision of Excellence' to reach global standards. This includes collaboration arrangements with centres of excellence of advanced countries.

**13.11 INITIATIVES FOR IMPROVING R&D IN THE POWER SECTOR****13.11.1 Reliability & Asset management of existing T&D system components**

As India plans for 1200 kV transmission system, an authentic database of the reliability of the existing systems and apparatus up to 400 kV class will be the basic need. We have apparatus in the power system which are as old as 50 years and more but are performing satisfactorily. A national diagnostic and reliability assessment plan of the Indian systems as a joint study plan between the various utilities and the manufacturers will give tremendous knowledge base and learnings as we migrate to higher and higher voltage levels of transmission and associated apparatus. A 'national classified registry' could be created about the reliability of the Indian power network based on the diagnostic studies.

**13.11.2 Need for creation of globally recognized 'Centres of Excellence' under national mission**

There is a need to identify the 'R&D needs' of various sectors and various stake holders, and create 'Centres of Excellence' across the nation at various selected organizations in identified technical areas. This should be a national R&D priority. The competence level of the experts, the sophistication of the infrastructure, the quality of research programme undertaken, the quality of outputs, the Intellectual Property Right (IPR), etc. must be nurtured incentivized and promoted.

CPRI being the prime R&D organization for the electrical power sector should convert and create 'Centres of Excellence' in many areas such as 'Advanced Polymers for Electrical Applications', 'Electrical Insulation Materials & Processes', 'Power System Analysis', and 'Advanced Diagnostics for Power System Components'.

**13.11.3 National R&D programmes**

The two national R&D programs of the Ministry of Power, RSOP and NPP, administered through CPRI in consultation with CEA have given a good boost to the R&D efforts of the Utilities, Academia, R&D organizations, and the Manufacturers. They have helped in building R&D infrastructure in many organizations over a period of time.

The guidelines and the methodology of selection, monitoring, and reviewing of the funded R&D projects need to be online and through IT enabled R&D management system. Further a national level 'R&D project digital data base' of all nationally funded major projects will help in realization of the R&D objectives. A suitable online R&D

---

management system needs to be in place, primarily at CPRI, and also across the other national R&D centres of importance.

#### **13.11.4 Competence mapping and competence nurturing**

India has one of the largest scientific and technology pool in the world. Many of them are national and international level experts. There is a need to scientifically measure the competence level and competence areas of the experts and the organization to classify the country's expertise level on various areas. This would help in deploying the right scientific input to a given R&D project. The 'measurement matrix for competence mapping' has to be created and the experts and expert organizations are to be evaluated against the norms stipulated. This will help in creating a 'knowledge bank of country's expert resources', rather than arbitrarily rating the country's expertise and the experts in various areas. The upgradation of knowledge level through training could thus be more structured and measured. India's key technical competence areas, the competence level of various R&D organizations, the competence level of the experts, etc. can be documented for improvement purpose.

CPRI, CSIR, DRDO laboratories who are involved in many R&D programmes, may benefit substantially by evaluating the core competencies of the organization in various areas, and could be a scientific basis for creation and monitoring of 'Centres of Excellence' in their identified core competence areas. This could be a national R&D mission project.

#### **13.11.5 'Knowledge Academy' in the area of Electrical Power**

There is a great need to provide a 'reservoir and a continuous pipeline' of qualified and competent technical and scientific workforce in the area of electrical power. There is urgency to create a 'CPRI Academy' to provide structured courses on electrical power to fresh and experienced engineers who will contribute to the technology base of the country. It may be like an autonomous University, providing basic level and advanced level theoretical and practical courses to engineers. With more and more engineers opting to software related career, there is a great dearth of skilled and practical electrical engineers in the country with adequate domain knowledge.

#### **13.11.6 Intellectual Property Right (IPR) Management Cells in National Level Laboratories**

There is an urgent need to promote awareness related to IPRs amongst the scientists and technologists. An 'IPR cell' with IPR policies and procedures need to be formulated to suit the need and purpose of the national R&D organizations. The IPR cell should be manned by experts who are skilled in training the scientists of the organization, setting IPR targets, and facilitating the innovation management of the organization.

#### **13.11.7 Initiation of Mega projects of disruptive technologies**

Disruptive technologies provide quantum jump in the technology advancement. All the breakthrough developments have happened essentially through material / system developments. There are very few R&D projects of this category in the electrical power sector. Mega projects like super conductor based fault current limiters, and transformers have been in the research mode for quite long, as also research in the field of combustion process, gasification process, nano-technology, high temperature steels etc. CPRI could coordinate a well-planned mega research scheme in many of these areas under NPP scheme of larger dimensions. 'Wireless power transmission' is another disruptive breakthrough. R&D project to be initiated as collaborative project with huge impact in the electrical power sector.

#### **13.11.8 Easing the Market entry for newly / indigenously developed power products**

In the context of Power Sector, many indigenously developed products, especially those involving substantial developmental investment, face entry barrier in the form of qualification requirements pertaining to equipment performance over a minimum period specified by end users. Though this has arisen out of genuine reliability concerns of new products, this provides some inertia for indigenous development. Users' interests can be safeguarded by the product developers by way of recourse to deferred payments, extended guarantees or insurance cover to indemnify them against the risk of failure. Further, development of indigenous products must be encouraged by

---

providing an opportunity to the developers to carryout field trials on no cost basis. This has to be considered to promote national R&D efforts.

There is a need for enunciation of a clear policy / guideline to provide incentives for the commercialization of products developed through indigenous R&D efforts. The incentive could be among others, in the form of excise duty exemption at least for a period of five years from the date of commercialization.

### **13.11.9 Strengthening of the R&D Infrastructure**

R&D Infrastructure at National Level needs strengthening in terms of facilities especially for type testing of prototypes with a view to minimize development / commercialization cycle. Many cases exist where the customers prefer overseas test reports as sufficient facilities do not exist in the country. A national audit may be conducted through Industry and utility forums to identify the gaps and efforts should be made to bridge the gaps.

#### **13.11.10 R&D Mechanism**

Research and Development towards innovative technologies has always been crucial for meeting future energy challenges. The requirement and capacity to apply sound tools in developing effective Research and Development (R&D) strategies and programs is becoming increasingly important. The need to promote development and refinement of analytical approaches to energy technology analysis, R&D priority setting and assessment of benefits from R&D activities has become need of the hour.

Management of modern R&D is complex and it requires discreet but multiple interface with academia, R&D institutions, government etc., besides leveraging core strength of the organization. Also, the R&D management should be well structured. In line with the aforesaid, following R&D strategy is proposed to be adopted:

#### **13.11.11 R&D Platforms**

Platforms to support international cooperation and collaboration could increase the effectiveness of R&D investments. These include:

- Technology transfer mechanisms;
- Information sharing on both technology and best practice;
- International support for demonstration projects to improve the outlook for R&D;
- Opening internships and researcher exchanges with other countries;
- International exhibition of R&D equipment, instruments, and materials; and
- Information sharing systems to collect and disseminate information on renewable energy technologies.
- International collaboration can provide opportunities for information exchange, multiply the benefits from R&D programs, including communicating best practices and lessons learned.

#### **13.11.12 Policies for R&D**

- Developing integrated R&D plans based on a multi-disciplinary approach. A well-integrated R&D plan would ensure that proposed programs are culturally appropriate, reflect current and planned resource endowments, and involve communities in discussions of energy policy;
- Removing fossil fuel subsidies to balance the energy pricing mechanism in order to attract or drive private capital to the energy industry;
- Developing skills and capacities to create a knowledge workforce leads to success of energy efficiency programs, proper operation and maintenance of clean technologies;
- Providing as much certainty as possible concerning long-term (e.g. 5 to 10 years) funding for R&D
- Monitoring and evaluating R&D programs results to enable timely adjustments to funding levels and strategies where necessary
- In addition to subsidizing electricity through low tariffs, policy should support and subsidize purchase of energy efficient appliances

### 13.11.13 Institutional and funding framework for R&D

Government should fund the R&D programme through schemes such as National Perspective Plan (NPP) and Research Scheme on Power (RSoP). Some of them can be in collaborative mode with participation from CPSUs, Industry and academic institutes and utilities.

CPRI, NTPC, NHPC, SJVNL, Powergrid, DISCOMs, BHEL, CSIR, CSIR laboratories, Government funded R&D Institutions, IITs, NITs may execute the projects identified, which shall be coordinated and managed by CEA and CPRI on behalf of MoP.

With a view to create R&D infrastructure and to establish new facilities, augmentation of existing facilities and establishment of regional testing laboratories in different parts of India is essential.

Government should continue to support CPRI through capital grants. The regional laboratories of CPRI can help India's small and medium Entrepreneurs to produce globally competitive electrical products. This will be a major initiative to boost our "Make in India" programme. Further Government should provide test and evaluation facilities at subsidized and affordable rates to Indian Manufacturers through Central Power Research Institute.

Policy to earmark a larger percentage of profit after tax by PSUs as part of Corporate Social Responsibility (CSR) should be considered to provide the much needed impetus to R&D in Power sector.

### 13.12 RECOMMENDATIONS

Followings are the important recommendations of this sub-group:

- Preparation of a well-defined R&D Vision and Policy document clearly highlighting the R&D plan for the next decade and providing incentives for the commercialization of products developed by indigenous R&D efforts of start-up organizations based in India
- Enhance Delegation of Power to R&D division to improve the performance and delivery of the system.
- Development of a platform for collaborative research involving Industries, Utilities, R&D organizations and Academia both national and international levels to bridge the technology gaps, strengthen expertise, and build synergy.
- Consideration of R&D projects of national importance that require serious intellectual and financial resource as National Mission projects with funding from Government.
- Creation of ecosystems where MNCs, industry associations and professional societies may work in tandem in different R&D Programs of the nation to compliment schemes like "Make in India", "Start up India", "Power for all" and help in creation of more jobs.
- Creation of 'National Registry of experts & expertise' in various areas by competence mapping.
- Creation of Centers of Excellence (CoE) in identified areas to take up application oriented research projects.
- Establishment of 'Power Academy' or 'CPRI Academy' to enhance the knowledge base of fresh and experienced engineers which will also serve as a 'finishing school' for young engineers and as 'refresher training centre' for middle level management.
- Formulation of an effective IPR policy for the national R&D organizations to protect the innovations of R&D engineers and also to avoid possible infringements.
- Need for preparation of a well-defined Policy to provide incentives for the commercialization of products developed through indigenous R&D efforts and by Start-Up Organizations based in India. This should be aimed at easing the Market entry for newly / indigenously developed power products and solutions. Incentives could be excise duty exemption for a period of at least five years from the date of commercialization and Qualifying requirement (QR) relaxation (prior experience, financials).

## CHAPTER 14 HUMAN RESOURCE REQUIREMENT

### 14.0 INTRODUCTION

Trained Manpower is an essential prerequisite for the rapid development of all areas of the power sector. The trained manpower comprises of skilled engineers, supervisors, managers, technicians and operators. Power sector is poised for massive growth in generation and commensurate growth in transmission and distribution infrastructure.

Manpower development including training facilities shall be proportional to this capacity addition requirement. The technical knowledge acquired needs to be supplemented with applied engineering in various fields of power generation, transmission and distribution. All these skills need to be regularly updated to cope with rapidly advancing technology.

### 14.1 MANPOWER ASSESSMENT

#### 14.1.1 Manpower availability in 2012-17

The Capacity addition for 12th Plan (2012-17) is expected at about 1,31,950 MW (Conventional of 99,209 MW + Renewable of 32,741 MW). The total manpower by the end of 12th Plan (2012-17) shall be of the order of 1558.81 thousands out of which 1186.33 thousands will be technical and 372.48 thousands will be non-technical.

(As per norms considered in Sub-Group-9 of Working Group on Power for 12th & 13th Plans on Human Resources Development, August 2011).

**Table 14.1**  
**Total Manpower Available at the end of 2012-17 {Beginning of 2017-22 Plan, considering a capacity addition of 1,31,950 MW (including 32,741 MW from RES) during the 12th Plan}**  
**(Figures in Thousands)**

S No	Particulars	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal Generation*	174.82	57.98	232.80
2	Hydro Generation	49.37	19.30	68.67
3	Nuclear	10.03	4.56	14.59
4	Power System			
	Transmission	27.36	8.74	36.10
	Distribution	924.75	281.90	1206.65
	<b>Total</b>	<b>1186.33</b>	<b>372.48</b>	<b>1558.81</b>

\* including Renewable Energy Sources

#### 14.1.2 Manpower requirement during the years 2017-22

For a capacity addition of 1,76,140 MW (**Table 14.2**) considered (including renewables of 1,17,756 MW and 48,261MW thermal (coal & gas) plants already under construction) in 2017-22, the additional manpower requirement shall be of the order of 253.76 thousands out of which 194.91 thousands will be technical and 58.85 thousands will be non-technical. The total manpower by the end of 2017-22 shall be 1617.72 thousands, out of which 1232.95 thousands will be technical and 384.77 thousands will be non-technical. Details are given below:

**Table 14.2****Targeted Capacity addition during 2017-22**

Particulars	Total (MW)
Thermal ( Coal under construction – 47,855 MW + Gas plant 406MW)	48261
Hydro	6823
Nuclear	3300
<b>Sub-Total Conventional</b>	<b>58384</b>
<b>Renewable (Solar-87711.17, Wind-27720.23, Biomass-1704.22, SHP-620.14)</b>	<b>117756</b>
<b>Total</b>	<b>176140</b>
<b>Transmission System Capacity Addition Circuit Kilometers MVA capacity Addition</b>	<b>62,800 ckm 1,28,000 MVA</b>
<b>Distribution Capacity Addition (33/11kV S/S)</b>	<b>110,000 MVA</b>

**Table 14.3**  
**Norms for Manpower****(Man/MW)**

S No	Particulars	Technical*	Non-Technical*
1	Thermal Generation	0.486	0.144
2	Renewable		
	Solar	0.550	0.165
	Wind	0.321	0.096
	Biomass	0.486	0.144
	Small Hydro	1.341	0.405
3	Hydro Generation	1.341	0.405
4	Nuclear	1.098	0.468
5	Power System		
	Transmission	1 Employee for 18.30 Ckt Km	30% of the Technical Manpower
	Distribution	12 persons per 10MVA(of 33/11kV S/S)	

\*Norm for manpower considered is including regular as well as contractual employment. These norms are average of all sizes of generation capacity. However, value changes with plant site and size, higher the plant size lower is the Man/MW ratio. Further Man/MW ratio may further get reduced with increase in level of automation.

**Table 14.4**

**Additional Manpower required for Capacity Addition of 1,76,140 MW envisaged in 2017-22 Plan and HV, EHV & UHV Transmission network of length of about 62,800 Ct.kms.**

**(Figures in Thousands)**

S No	Particulars	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal Generation	23.45	6.95	30.40
	Solar*	48.24	14.47	62.71
	Wind	8.90	2.66	11.56
	Biomass	0.83	0.25	1.08
2	Small Hydro	0.83	0.25	1.08
3	Hydro Generation	9.15	2.76	11.91
4	Nuclear	3.62	1.54	5.16
5	Power System			
	Transmission	3.43	1.03	4.46
	Distribution	96.46	28.94	125.40
	<b>Total</b>	<b>194.91</b>	<b>58.85</b>	<b>253.76</b>

\* As per MNRE estimates, an additional 91114 semi-skilled persons (below ITI/Technician level) are also required in Solar, which are not accounted for in the norms.

**Table 14.5**

**Manpower available at the beginning of the period 2017-22 after considering retirement of 20% of manpower and recoupment of 7.5% of existing manpower**

S No	Particulars	Manpower available as on 31.03.2017 after 20% reduction (due to retirement, death, change of profession etc.)		Recoupment of manpower at the rate of 7.5% in five years		Total
		Technical	Non-Technical	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal Generation	139.86	46.38	13.11	4.35	203.70
2	Hydro Generation	39.50	15.44	3.70	1.45	60.09
3	Nuclear	8.02	3.65	0.75	0.34	12.76
	Power System					
	Transmission	21.89	6.99	2.05	0.66	31.59
	Distribution	739.80	225.52	69.36	21.14	1055.82
	<b>Total</b>	<b>949.07</b>	<b>297.98</b>	<b>88.97</b>	<b>27.94</b>	<b>1363.96</b>

**Table 14.6**  
(Table 14.4+Table 14.5)

**Total Manpower Available at the end of 2017-22 & Beginning of 2022-27**

(Figures in Thousands)

S No	Particulars	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal Generation*	235.22	75.31	310.53
2	Hydro Generation	52.35	19.65	72.00
3	Nuclear	12.39	5.53	17.92
4	Power System			
	Transmission	27.37	8.68	36.05
	Distribution	905.62	275.60	1181.21
	<b>Total</b>	<b>1232.95</b>	<b>384.77</b>	<b>1617.72</b>

\*Thermal Generation includes generation from Solar, Wind and Biomass.

The above manpower is inclusive of Technical manpower of 58.80 thousand and Non-Technical of 17.63 thousand for O&M of RES envisaged for addition in the period 2017-22.

**14.1.3 Manpower requirement during the period 2022-27**

For a capacity addition of 1,65,220 MW (including renewables of 100,000 MW) during 2022-27 (Table 14.7), the additional manpower requirement shall be of the order of 252.78 thousands out of which 193.77 thousands will be technical and 59.01 thousands will be non-technical. The total manpower by the end of 2022-27 shall be 1668.67 thousands, out of which 1272.90 thousands will be technical and 395.77 thousands will be non-technical. Details are given below:

**Table 14.7**  
**Targeted Capacity Addition during the period 2022-27**

Particulars	Total (MW)
Thermal	46420
Hydro	12000
Nuclear	6800
<b>Sub-Total Conventional</b>	<b>65220</b>
<b>Renewable (Solar- 50000, Wind-40000, Biomass-7000, SHP- 3000 MW)</b>	<b>100000</b>
<b>Total</b>	<b>165220</b>
<b>Transmission System Capacity Addition Circuit Kilometers MVA capacity Addition</b>	<b>62,800 Ckm 1,28,000 MVA</b>
<b>Distribution Capacity Addition (33/11kV S/S)</b>	<b>110,000 MVA</b>

Table 14.8

**Additional Manpower required for the Capacity Addition of 1,65,220 MW envisaged in 2022-27 and for HV, EHV & UHV Transmission Lines of length of 62,800 Ckt.kms.**

**(Figures in Thousands)**

S No	Particulars	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal Generation <sup>#</sup>	22.56	6.68	29.24
	Solar	27.50	8.25	35.75
	Wind	12.84	3.84	16.68
	Biomass	3.40	1.01	4.41
2	Small Hydro	4.02	1.22	5.24
3	Hydro Generation	16.09	4.86	20.95
4	Nuclear	7.47	3.18	10.65
5	Power System			
	Transmission	3.43	1.03	4.46
	Distribution	96.46	28.94	125.40
	<b>Total</b>	<b>193.77</b>	<b>59.01</b>	<b>252.78</b>

<sup>#</sup>Manpower required for operationalizing 47,855 MW Thermal in 2017-22 would be utilized in 2022-27.

The above manpower is after taking into account 20% additional manpower in down stream/ allied/ automation and 25% reduction in manpower due to expected automation atleast in urban centres and some smart cities.

Table 14.9

**Manpower available at the beginning of period 2022-27 after considering retirement of 20% and recoupment of 7.5% of manpower**

**(Figures in Thousands)**

S No	Particulars	Manpower available as on 31.03.2022 after 20% reduction (due to retirement, death, change of profession etc.)		Recoupment of manpower at the rate of 7.5% in five years		Total
		Technical	Non-Technical	Technical	Non-Technical	
1	Thermal Generation	188.18	60.25	17.64	5.65	271.72
2	Hydro Generation	41.88	15.72	3.93	1.47	63.00
3	Nuclear	9.91	4.42	0.93	0.41	15.67
	Power System	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Transmission	21.90	6.94	2.05	0.65	31.54
	Distribution	724.50	220.48	67.92	20.67	1033.57
	<b>Total</b>	<b>986.37</b>	<b>307.81</b>	<b>92.47</b>	<b>28.85</b>	<b>1415.50</b>

**Table 14.10**  
**Table 14.8+ Table 14.9**  
**Total Manpower available at the end of 2022-27**

(Figures in Thousands)

S No	Particulars	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal Generation*	276.14	86.90	363.04
2	Hydro Generation	61.90	22.05	83.95
3	Nuclear	18.31	8.01	26.32
4	Power System			
	Transmission	27.38	8.62	36.00
	Distribution	888.88	270.09	1158.97
	<b>Total</b>	<b>1272.90</b>	<b>395.77</b>	<b>1668.67</b>

\*Thermal Generation includes generation from Solar, Wind and Biomass.

Inclusive of manpower for O&M of RES added for the period 2022-27 for Technical is 47.76 thousands and Non-Technical is 14.32 thousands

#### 14.1.4 Manpower engaged in the plants proposed for retirement

It is proposed that thermal capacity of 22,716 MW may be retired in the period of 2017-22 and 25,572 MW in 2022-27. The units proposed for retirement are old ones and generally having the unit capacity of 250 MW and below have higher Man/MW norms i.e. in the tune of 1.5 Persons/ MW than required for new units to be set up which are mostly of size 660 MW and higher. Further, the manpower to get retired at the rate of 20% per year have already been considered. Therefore, the manpower required for the O&M of the capacity to be added in 2017-27 will be even less than the manpower engaged in the capacity proposed for retirement. Thus in thermal areas, theoretically, there will be no net addition of manpower during 2017-27. Thus the manpower engaged in the plants to be retired needs to be reoriented / retrained in the modern thermal technology for engaging them in new power plants planned to be commissioned in 2017-27.

Manpower Norms and the order of manpower de-engaged in the thermal capacity proposed for retirement is as tabulated below-

**Table 14.11****Man/MW norms for de-engagement of manpower due to retirement in generation, transmission, distribution in 2017-27****(In Man/MW)**

S No	Particulars	Technical	Non-Technical
1	Thermal Generation	1.08	0.42
2	Renewable		
	Solar	0.55	0.165
	Wind	0.321	0.096
	Biomass	0.486	0.144
	Small Hydro	1.341	0.405
3	Hydro Generation	1.341	0.405
4	Nuclear	1.098	0.468
5	Power System		
	Transmission	1 Employee for 18.30 Ckt Km	30% of the Technical Manpower
	Distribution	12 persons per 10MVA(of 33/11kV S/S)	

\*Norm for manpower considered is including regular as well as contractual employment. These norms are average of all sizes of generation capacity. However, value changes with plant site and size, higher the plant size lower is the Man/MW ratio. Further Man/MW ratio may further get reduced with increase in level of automation.

**Table 14.12****Capacity proposed for retirement in 2017-27****(In MW)**

Particulars	2017-22	2022-27	Total
Thermal	22,716	25,572	48,288

**Table 14.13****Manpower likely to be de-engaged in plants proposed for retirement in 2017-27**

Particulars	Technical	Non-Technical	Total
Thermal Generation	52.15	20.28	72.43

The re-engagement of the manpower from the plants proposed for retirement would pose a challenge in that the plants retiring and the plants coming up may be under different organisations and also the plants retiring and the plants commissioning owned by the same organisation may be at different geographical locations. The complete manpower going to be de-engaged may not be suitable for re-engagement. Therefore, it will require a great deal of strategy and planning for smoothening the transition of manpower.

## 14.2 MANPOWER AVAILABILITY

On the basis of the total number of technical institutions operational, it can be seen that at all the three levels, graduation, diploma and ITI there are sufficient number of students passing out each year. They are given the specific skill sets required to perform the duties by organising Induction level training.

**Table 14.14**  
**Manpower Availability Vs Requirement**

Colleges	Total Colleges	Annual Intake in lakhs	Total for 5 years (lakhs)	Manpower Requirement for 2017-22 (lakhs)*	Manpower Requirement for 2022-27 (lakhs)*
Engineering	3384	16.34	81.70	0.29	0.30
Management	3364	3.54	17.70	-	-
Polytechnics	3436	11.35	56.75	0.22	0.22
ITI	11964	16.92	84.60	0.79	0.79
<b>Total</b>	<b>22148</b>	<b>48.15</b>	<b>240.75</b>	<b>1.30</b>	<b>1.31</b>

From the **Table 14.14** it is observed that sufficient number of Engineers, Managers and Diploma holders are available. However, in respect of lower level skills like that of ITI, there are certain gaps in numbers of skills as explained below.

Our ITIs and other vocational training institutions have to be augmented for providing certain skill sets like High Pressure Welders, Fabricators, Fitters, Binders, Drillers, Plumbers, Electricians, Linemen, Heavy Machine Operators, Operators-Crane, Dozer, Dumper, Excavation, Bar Benders, Piling Rig Operators etc. who would be required in huge number for the Erection & Commissioning Activities for the Thermal, Hydro, Nuclear Plants and Transmission & Distribution areas. The quality and range of their training will keep pace with the changing needs of the economy and opportunities for self-development.

## 14.3 TRAINING NEED ASSESSMENT

### 14.3.1 Training Strategy

To fulfil the above needs, training to the power sector personnel is provided in the following categories:

- i) O&M Training to all existing employees engaged in O&M of generating projects (Thermal, Hydel, Gas) and Transmission & Distribution System as per statutory requirements under the Gazette Notification of September 2010 issued by CEA ranging from 4 Weeks to 30 Weeks.

This inter-alia includes the following:

- Classroom Training
- Simulator Training for Thermal and Hydel
- On-Job Training

- ii) Induction level training for new recruits Technical & Non-Technical is considered a must in the power sector
- iii) Refresher/Advanced training of 5 Days in a year to all existing personnel of varying degrees in various specializations in line with National Training Policy for Power Sector.
- iv) Management training of 5 Days in a year to the Senior Executives/Managers in India/Abroad in line with National Training Policy for Power Sector.
- v) Training for personnel from retiring units found suitable for re-engagement.

The most important component of the strategy should be “Training for All” irrespective of the level in the hierarchy. At least one-week of training in a year must be provided to every individual. Five days training per annum per technical person based on National Training Policy is being implemented selectively at some utilities. This needs to be strictly implemented.

### 14.3.2 Recommendations for Capacity Building

#### ❖ O&M Training

As per the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 and amendment thereof, if any, issued by CEA, Engineers, Supervisors and Technicians engaged for O & M of Power Projects (Thermal, Hydel, Gas) and T&D have to mandatorily undergo training ranging from 4 weeks to 30 weeks.

#### ❖ On-Job Training Facility

On-Job training is also now mandatory for all trainees who are being given training in O & M of Generation Projects (Thermal, Hydel, Gas) and Transmission & Distribution. This training varies from 2 weeks to 16 weeks.

#### ❖ Induction Training

Induction training to all technical personnel is a must.

#### ❖ Refresher/Advanced Training

Refresher/Advanced Training must be arranged for each individual on promotion, which calls for performing new/different roles and working conditions.

A mix of Technical, Commercial and Management capabilities of 1 week is proposed.

#### ❖ Training of Personnel engaged in the thermal plants to retire for their re-engagement in new power plants

Manpower engaged in the plants to be retired needs to be reoriented / retrained in the modern thermal technology for engaging them in new power plants planned to be commissioned in 2017-27.

#### ❖ Management Training

Continuous development of Executives/Managers, especially at the transition period of their career and in the context of constantly changing business environment and the Regulatory aspects is of utmost importance. Aspects of Commercial and Regulatory affairs of the power sector should be taught to the executives. Also, Executives in Finance and Management with non-technical background should be provided technical orientation through suitable training programs. For this a training of 1 week is proposed.

#### ❖ Simulator Training

As per the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010, Simulator training of 2 weeks & 1 Week is a must for operation and maintenance personnel of Thermal and Hydro plants respectively. This is included in O&M training above. For safe and efficient functioning of manual and automatic equipment, personnel have to be trained on Simulators. Load Despatch System Operators may also be imparted training on Simulators.

#### ❖ Training in Renewable Sources of Energy

Since it is envisaged that about 32,741 MW of Renewable Energy is added in 2012-17 and 1,17,756 MW in 2017-22 and 1,00,000MW in 2022-27, it is proposed that specialized training of at least 1-2 months should be given in various renewable energy technologies like solar, wind, bio-mass, small hydel etc. Grid connectivity of Renewable energy sources may also be given importance in training.

#### ❖ Training in Demand Side Management, Energy Efficiency and Energy Conservation

Training for Energy Managers and Energy Auditors, Industry personnel, Operators, Farmers should also be provided in respect of DSM, Energy Conservation & Energy Efficiency. Energy Conservation should also be a part of course curriculum for students.

#### ❖ Power System Operators Training

System Planners, Operators & Engineers should be given regular refresher training and the new entrants should be given exhaustive training of 3 months. This training shall be required to be given to about 250 – 300 trainees every year during the years 2017-22.

---

**❖ Capacity Building under DDUGJY & IPDS**

Capacity Building of various GOI schemes such as DDUGJY and IPDS scheme is recommended for the employees of Power Distribution Utilities.

**❖ HRD and Technical Competence building due to Technology Advancement and R&D**

There is a need to match the growth rate, Technology Advancement and R&D needs of both skilled manpower as well as highly qualified research personnel to sustain a steady growth in technology development. Thus, emphasis needs to be laid upon skill development of such Manpower.

**❖ Introduction of Training on Attitudinal Changes / Behavioural Sciences**

It is highly recommended to introduce training on Attitudinal Changes / Behavioural Sciences in the curriculum of induction level training as well as re-training programs. After undergoing such training, the personnel develop a sense of belongingness to the organization.

In addition to Technical Skills, Power Professionals need to have Life Skills like Communication Skills, Time Management, Team Work, Technical Writing, Morals & Ethics etc.

**❖ Training in Information Technology & Cyber Security**

Information technology has pervaded all facets of life. Adequate training according to the job requirement should be provided in the field of information technology & cyber security. Use of IT should be promoted and maximum number of personnel should be made computer literate.

**❖ Training of Non-Technical Officers and Staff**

Training of non-technical officers and staff should be done in regular intervals in the functional skills/management areas in association with the concerned Institutes as per needs.

**❖ HRD and Capacity Building for Power Generating Stations**

It is proposed to have a capacity building program for the Executives, Engineers, and Operators of Power Stations in both State and Central Sectors in the areas of DSM, Energy Management and Energy Audit during the years 2017-22 and 2022-27.

**❖ Training for Nuclear Power Personnel**

Due to stringent safety requirements and other national and international regulations, every person working in Nuclear Power Sector is exposed to specialized training. To meet the multi-disciplinary needs, the Department of Atomic Energy (DAE) has built in-house training facilities both for professionals and non-professionals.

**❖ Training Abroad**

Live liaison should be made with the concerned authorities to depute the eligible personnel for training in the developed countries to keep them abreast of the latest global developments.

**❖ Hot Line Maintenance Training**

There is a great demand from various Utilities for Hot Line Maintenance Training. There is an urgent need for augmentation of Training Capacity as this type of Training is presently being imparted by only two institutes in the country.

**❖ Training through Distance learning education, E-Learning & Web based Training**

Since it may not be possible for all the persons engaged in Construction and O&M of Power Projects, knowledge upgradation & training is suggested through correspondence and also by way of Web based Training and also through e-learning.

**❖ Need for written Training Policy by every Utility**

Every Utility of Central Sector, State Sector & Private Sector should have a written Training Policy indicating how the organisation proposes to meet its Training needs.

---

### ❖ Adoption of ITIs

More than sixty (60) nos. of ITIs have been adopted by CPSUs wherein about 18,000 technicians pass out every year from these institutions. Such initiatives by CPSUs under their CSR activities may be encouraged.

### ❖ Provision for Training budget

In line with the National Training Policy for the Power Sector, every organisation should have a training budget starting at least equal to 5% of the annual salary budget.

## 14.3.3 Training Infrastructure Requirements vis-a-vis Availability

### 14.3.3.1 Training Load

Training requirement for 2017-22 & 2022-27 have been worked out with the following assumptions and are given in **Table 14.15** and **Table 14.16**. Details of simulator training infrastructure requirement are given in **Table 14.17** and **Table 14.18**.

- i) O&M Training to the manpower added and engaged in O&M of generating projects (Thermal, Hydel, Gas) and Transmission & Distribution System as per statutory requirements under the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 issued by CEA. This inter-alia includes the following:
  - Classroom Training
  - Simulator Training for Thermal and Hydel
  - On-Job Training
- ii) Induction level training for new recruits is considered a must in the power sector.
- iii) Minimum one-week training (Refresher/Managerial) every year for all technical personnel in line with National Training Policy for Power Sector.

### 14.3.3.2 Classroom Training Infrastructure Requirement vs. Availability for 2017-22 (For O&M of Generating Projects and T&D system as per CEA norms)

Training load considering 1-week training annually for all existing technical personnel and induction training of duration specified in CEA regulations to all technical personnel to be inducted for capacity addition with associated T&D system during 2017-22 period is given in **Table 14.15**.

**Table 14.15**  
**Classroom infrastructure Requirement vs. Availability in 2017-22**  
(in Thousand-man-week)

	Training Infrastructure Available			Annual Requirement	Deficit(-)/Surplus(+)
Sub-Sector	At the CEA Recognised Training Institutes	At Other Training Centres	Total availability		
Distribution	22	1	23	927.15	-904.15
Hydro	20.8	13	33.8	56.16	-22.36
Thermal	234.97	61	295.97	216.29	79.68
Transmission	46	36	82	28.87	53.13
<b>Total</b>	<b>323.77</b>	<b>111</b>	<b>434.77</b>	<b>1228.47</b>	<b>-793.70</b>
Nuclear				16.16	
Solar				19.30	
Wind				3.56	
<b>Total</b>				<b>1267.49</b>	<b>-816.56 (excluding nuclear)</b>

From the **Table 14.15**, it is evident that there is no deficit in training infrastructure in Thermal and Transmission areas. However, there is need for creation of infrastructure in Hydro and Distribution areas considering that all existing employees are imparted 1-week training annually and new inductees are imparted induction training of duration mentioned in the CEA Regulations. Actual deficit in Hydro and Distribution would be marginally less as almost all NPTI institutes also conduct training in Hydro areas except HLTC, Bangalore and in distribution areas while predominantly they conduct training in thermal areas except in case of PSTI and HLTC at Bangalore and HPTC at Nangal, Punjab. Further, some infrastructure available with training cells, which also impart training, at the power companies would also reduce the infrastructure deficit.

The existing infrastructure itself is grossly under-utilised. The under-utilisation is mainly due to organisations under state government particularly Discoms giving almost no attention to training. Thus, efforts should be made to optimally utilise the existing infrastructure.

All the organisation under state/pvt/ central sector are required to impart training to their personnel at Government recognised institutes as mandated in CEA's Safety Regulations 2010.

There is a need for creation of infrastructure by way of setting up new institutes or augmenting the infrastructure in the existing institutes i.e. in CEA recognized institutes and other training institutes. However, priority be given on utilization of existing input structure. More infrastructure can be created in phased manner. Same approach may be adopted in case of simulator training infrastructure.

#### 14.3.3.3 Classroom infrastructure Requirement in 2022-27

**Table 14.16**  
**Classroom infrastructure Requirement in 2022-27**

Sub-Sector	Training Load (thousand-man-week)
Distribution	909.16
Hydro	75.70
Thermal	280.28
Transmission	28.88
<b>Sub-Total</b>	<b>1294.02</b>
Nuclear	24.53
Solar	11
wind	5.14
<b>Total</b>	<b>1334.69</b>

Total annual training load during 2022-27 will be about 1335 thousand-man-weeks. In the areas of Nuclear, solar and wind power, the training load requirement is also depicted in **Table 14.22**. Training of personnel engaged in Nuclear power is not controlled by the Ministry of Power. The concerned Ministry may take stock of the training infrastructure in Nuclear power. Similarly, the area of Solar and Wind power comes under MNRE. The training infrastructure available for training in solar and wind power is not well organised and low in comparison to the requirement. The existing power sector institutes need to start training/ augment training capacity for RE areas. Training in solar and wind areas may be made statutory on the line of training specified for those engaged in the O&M of Thermal, and Hydro power plants, thereby the infrastructure creation will gain momentum and training could be provided in more fruitful and productive manner.

#### 14.3.3.4 Simulator Training Load

Training infrastructure to meet mandatory simulator training has very little shortage in thermal which would be bridged once 6 planned simulators at different NPTIs are installed. Requirement of hydro simulator would also be met once these multi-mode simulators are installed at NPTI. The simulator training load requirement and existing availability are indicated in **Table 14.17** which depicts the simulator training to supervisors and engineers comprising about 36% of total new technical inductees in 2017-22.

**Table 14.17**  
**Simulator Training Infrastructure Requirement Vs Availability 2017-22**

S No	Area	Simulator required (Thousand-Man-Weeks/Year)	Simulator available (Thousand-Man-Weeks/Year)	Deficit (Thousand-Man-Weeks/Year) (-)
1	Thermal	5.26	5.50	0.24
2	Hydro	1.32	0.45	-0.87
	<b>Total</b>	<b>6.58</b>	<b>5.95</b>	<b>-0.63</b>

NPTI is already in the process of procuring multi-functional Simulators at six (6) of its institutes and therefore, this additional expenditure may not be required.

**Table 14.18**  
**Simulator Training Infrastructure Requirement Vs Availability 2022-27**

S No	Area	Simulator required (Thousand-Man-Weeks/Year)	Simulator available (Thousand-Man-Weeks/Year)	Deficit (Thousand-Man-Weeks/Year) (-)
1	Thermal	5.79	4.80	-0.99
2	Hydro	2.88	3.09	+0.21
	<b>Total</b>	<b>8.67</b>	<b>7.89</b>	<b>-0.78</b>

(Considering 6 additional Hydro /Thermal Simulators at NPTI)

There would be 46,420 MW new capacity addition in Thermal category in 2022-27. The existing simulator capacity could be utilised to impart training in refresher courses to existing employees in the Thermal area.

NPTI is already in the process of procuring multi-functional Simulators at six (6) of its institutes and, thus no additional expenditure may be required.

## 14.4 FUNDING

### 14.4.1 Funding for Classroom Training Infrastructure for Engineers, Supervisors and Operators

The maximum infrastructure requirement for class-room training for engineers, supervisors and operators has been calculated as 1267 thousand-man-weeks per year for 2017-22. The infrastructure available for class-room training for engineers, supervisors and operators has been estimated as 435 thousand-man-weeks per year for 2017-22. Therefore, there is a huge deficit of 794 thousand-man-week infrastructure in O&M training of technical personnel for 2017-22 in the field of conventional power. When training load for solar and wind is included the infrastructure shortage adds to 817 thousand-man-weeks. In terms of area specific break up, there is no shortage of infrastructure in Transmission and Thermal areas. However, In the distribution sector the infrastructure requirement for class-room training for engineers, supervisors and operators has been calculated as 927 thousand-man-weeks per year for 2017-22 while the infrastructure available for class-room training for engineers, supervisors and operators for distribution sector has been estimated as 23 thousand-man-weeks per year for 2017-22. In the Hydro area also, there is only 34 thousand-man-weeks infrastructure available as against the requirement of 56 thousand-man-week. Thus, there is deficit of 22 thousand-man-weeks per year for 2017-22 in Hydro area.

To bridge the infrastructure gap corresponding to 816 thousand-man-weeks and cater to training load in 2017-22, a huge fund would be required to be invested by the concerned organisations.

The training infrastructure required for the 2022-27 is to meet the training load of 1335 thousand-man-weeks per year, which is little more than that the requirement of 1267 thousand-man-weeks per year in 2017-22 period.

### 14.4.2 Funding for Thermal Simulator Infrastructure

As per the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 of CEA, persons working in the O&M of Thermal Power Plants have to undergo 2 weeks simulator training. The infrastructure available for simulator training has been calculated based on the existing simulators available in the country, which is 4.8 thousand-man-weeks per year. The infrastructure requirement has been calculated as 5.79 thousand-man-weeks per year for the 2022-27. Therefore, there is deficit of 0.99 in Thermal simulator infrastructure.

Considering a batch size of 16 and total number of 22 batches in a year, one training simulator can provide 0.704 of thousand man weeks in a year. Therefore, to create the simulator infrastructure required for deficit training requirement of 0.99 thousand-man-weeks per year during the 2022-27.

However, no funding is required in this respect as NPTI is already in the process of acquiring 6 multi-mode Simulators.

#### **14.4.3 Funding for Hydro Simulator Infrastructure**

As per the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 of CEA, persons working in the O&M of hydel power plants have to undergo 1 week simulator training. The infrastructure available for simulator training has been calculated based on the existing simulators available in the country, which is 0.45 thousand-man-weeks per year. The infrastructure requirement has been calculated as 1.32 thousand-man-weeks per year for the 2017-22 and 2.88 thousand-man-weeks per year for the 2022-27. Therefore, there is a deficit of 0.87 thousand-man-weeks per year for the 2017-22, which could be bridged with the setting up of simulators by 6 NPTIs at different locations. Thus, no more investment in hydro simulator would be required. While calculating the availability, a batch size of 10 and total number of 44 weeks has been considered in a year, thus one training simulator providing 0.44 thousand-man-weeks in a year.

#### **14.4.4 Funding for Training**

To create the infrastructure required to meet the annual training load in 2017-22, a huge investment shall be required. However, it is proposed that instead of creating new infrastructure, all NPTI institutes along with two upcoming institutes one each in Kerala and Madhya Pradesh may be fully utilized to accommodate the above mentioned training load.

### **14.5 RECOMMENDATIONS**

- All the organisations under central/ state/private sector are required to impart training to their personnel at the institutes recognised by the Government(CEA/MoP) as mandated in Regulation 6 & 7 of CEA (measures relating to safety and electric supply) Regulations 2010.
- It is proposed that all Central Sector Utilities, State Sector Utilities and IPPs provide O&M and refresher training as per the norms stipulated in Regulation 6 & 7 of CEA (measures relating to safety and electric supply) Regulations 2010.
- NPTI has been entrusted with the role and responsibility as a National Apex Body for training by the Government of India (Gazette Notification July 3, 1993) and it runs the training programmes for the power sector personnel as mandated in the Regulations 6 & 7 of CEA Regulations 2010. NPTI's expertise in the training may be utilised by all Utilities / Industries of Power Sector to meet their mandatory requirement of Induction training to their new entrants as well as refresher training to their existing personnel which would, apart from meeting their training requirement, ensure effective utilisation of the huge infrastructure available with the NPTI.
- Power sector training in the areas of Smart Distribution, Smart Transmission and Smart Generation may also be strengthened in coordination with NPTI in order to accommodate emerging areas. This will help prepare competent man power for upcoming Renewable Installations of 175 GW in Solar, Wind, Small Hydro, etc.
- In compliance with the National Training Policy(NTP) of Ministry of Power, all organizations need to allocate training budget at least equal to 5% percent of the salary budget exclusively for funding training activities.

## CHAPTER 15

### CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The National Electricity Plan includes a review of the 12<sup>th</sup> Plan, detailed capacity addition requirement during the years 2017-22 and Perspective Plan projections for the years 2022-27. After carrying out the detailed exercise towards formulation of National Electricity Plan, following conclusions and recommendations have emerged.

#### 15.1 12<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION

- i) In the 12th Plan, capacity addition from conventional sources is 99,209.6 MW (Coal 83,560 MW, Lignite 1,290 MW, Gas 6,880.5 MW, Hydro 5,479 MW, Nuclear 2,000 MW) against a target of 88,537 MW. This is about 112% of the target.
- ii) Private players have started playing dominant role in capacity addition in power sector with 56 % of total capacity addition during 12<sup>th</sup> plan coming from private sector.
- iii) There has been considerable slippage in achievement of capacity addition target of Hydro and Nuclear sources (Slippage: Hydro 5,451MW and Nuclear 3,300 MW) in the 12<sup>th</sup> Plan period. The factors affecting capacity addition in Hydro and Nuclear sectors need to be addressed urgently to arrest the further decline in generation mix.
- iv) During 12<sup>th</sup> plan, capacity addition from supercritical technology based coal power plants has contributed around 42% of the total capacity addition from coal based plants.
- v) R&M/LE works in respect of 37 Nos. thermal units with aggregate capacity of 7,202.6 MW have been completed during 12th Plan. Also about 4014.6 MW of Hydro capacity has been achieved through uprating, life extension and restoration activities for a total of 20 hydro R&M schemes as on 31<sup>st</sup> March, 2017.
- vi) A capacity addition of 32,741 MW from Renewable Energy Sources has been achieved during 12<sup>th</sup> Plan.

#### 15.2 DEMAND SIDE MANAGEMENT

- i) There would be reduction in electrical energy requirement through implementation of various programs of Demand Side Management, energy efficiency and conservation measures like S&L (Standards & Labelling), PAT (Perform-Achieve-Trade) Scheme in industries, LED domestic & Street lighting etc.
- ii) Total energy savings during the year 2021-22 and 2026-27 has been estimated to be 249 BU and 337 BU respectively. This will result in reduction in both Electrical Energy Requirement (BU) and Peak Demand (MW).
- iii) A uniform approach for formulation of DSM regulations (including demand response) throughout the country may be taken up in the Forum of Regulators. Regulators need to notify appropriate DSM regulations and direct the DISCOMs to prepare time bound DSM action plan. Regulators may direct Distribution Companies to take up energy efficiency measures in their areas. The DISCOMs may be suitably incentivized to implement DSM projects like lighting, air-conditioning, agricultural pumps, refrigerators and ceiling fans etc. for reduction in their peak demand.

#### 15.3 DEMAND PROJECTIONS

- i) Electricity demand of the country is periodically assessed by the Electric Power Survey Committee, taking into account the actual electricity demand incident on the system in the past years, planned and under implementation policies and programmes of the Government, various developmental activities projected in future, impact of energy conservation measures etc.
- ii) The electrical energy requirement and peak electricity demand on all-India basis has been taken as per the 19<sup>th</sup> EPS to work out the generation capacity addition requirement. The EPS exercise involves all stakeholders and an extensive exercise has been done. Distribution company wise electricity demand projection has been carried out to arrive at the State / region and all- India electricity demand projection. Electrical energy requirement and peak demand on all-India basis adopted for generation expansion planning exercise is as under:

Year	Energy Requirement ( BU)	Peak Demand (GW)
2021-22	1566	226
2026-27	2047	299

- iii) CAGR of electrical energy requirement from 2016-17 to 2021-22 works out to 6.18 % and the CAGR of electrical energy requirement from 2021-22 to 2026-27 works out to 5.51 %. The CAGR of electrical energy requirement in the country from the year 2010-11 to 2015-16 has been 5.28 %.
- iv) Load forecasting is undertaken by CEA once in five years through EPS committee. While making the load forecasting, a number of assumptions are made. In actual, these assumptions may deviate and need suitable modifications. It is therefore, suggested that **a Mid-term review of EPS Load Forecasting should be undertaken to help the stakeholders in the electricity sector to facilitate effective investment decisions.**

#### 15.4 CAPACITY ADDITION REQUIREMENT

##### a) During the years 2017-22

- (i) Priority has been accorded towards development of hydro, nuclear and gas based projects which are already committed for the year 2017-22. Committed Hydro capacity addition of 6,823 MW has been considered during 2017-22 based on assessment of progress of actual status of the projects. Nuclear capacity of 3,300 MW during 2017-22 has been considered for planning studies as per the information furnished by DOAE. Gas based capacity of 406 MW has been considered based on the projects that are in various stages of construction.
- (ii) Considering the demand projections for the year 2021-22 as per the 19th EPS, committed capacity addition from Gas 406 MW, Hydro 6,823 MW, Nuclear 3,300 MW, RES 1,17,756 MW and likely retirement of 22,716 MW of coal based capacity during 2017-22, the study result reveals that coal based capacity addition of 6,445 MW is required during the period 2017-22. However, a total capacity of 47,855 MW coal based power projects are currently under different stages of construction and are likely to yield benefits during the period 2017-22. Thereby, the total capacity addition during 2017-22 is likely to be 1,76,140 MW.
- (iii) An alternate scenario has also been constructed considering demand CAGR of 7.18% during the years 2017-22. It was found that 19,700 MW coal based capacity addition is required during the years 2017-22 in case of increased demand scenario. However, coal based capacity of 47,855 MW are at different stages of construction and are likely to yield benefits during 2017-22.
- (iv) In view of a large capacity addition programme from Renewable Energy Sources, Hydro and Gas based power stations are required to play vital role by providing balancing power to cater to the variability and uncertainty associated with Renewable Energy Sources. Therefore, suitable measures to ensure timely completion of capacity addition from hydro and adequate supply of natural gas to stranded gas based power plants may be taken.
- (v) As per Electricity Act, 2003, CEA has to prepare National Electricity Plan for Generation and Transmission. The basic objective of Generation Planning is to find out the ideal generation mix based on the demand projections. In view of this, an integrated approach for planning generation capacity addition involving various concerned ministries like MOP, MNRE, Department of Atomic Energy (DOAE) etc. needs to be adopted.
- (vi) The rate of capacity addition particularly from coal based stations has outpaced the rate of increase in demand during the period from 2017-22. The PLF of the coal based stations is likely to come down to around 56.5% by 2021-22 with likely demand under CAGR of 6.18% and 175 GW of capacity addition from RES. In the event of increase in demand, without any deviation in other variables like RES or coal based retirements, the PLF of the coal based stations will invariably increase.

##### b) During the years 2022-27

- (i) Priority has been accorded towards development of hydro and nuclear based projects which are already likely to get commissioned in the year 2022-27. Hydro capacity addition of 12,000 MW based on the projects concurred by CEA has been considered during 2022-27. Nuclear capacity of 6,800 MW during 2022-27 has been considered for planning studies as per the information furnished by DOAE. No new gas based power plants has been considered during 2022-27 in view of acute natural gas shortage in the country. Import from neighbouring countries to the tune 21,600 MW has been considered for the studies.
- (ii) Considering the demand projections for the year 2026-27 as per the 19th EPS, coal based capacity addition of 47,855 MW already under construction for benefits during 2017-22, committed capacity addition of Nuclear 6,800 MW, Hydro 12,000 MW, RES 1,00,000 MW and likely retirement of 25,572 MW of coal based capacity during 2022-27, study results reveals that capacity addition of 46,420 MW is required during the period 2022-27. This capacity addition required during 2022-27 as shown in the results is in fact the peaking

capacity requirement to be met in the grid. This capacity requirement can be met from any conventional source of energy but preferably from peaking power plants like hydro, gas or energy storage devices.

- (iii) During the period from 2022-27, the PLF of the thermal plants shall progressively increase and would be hovering around 61% by 2026-27.
- (iv) It is expected that the share of non-fossil based installed capacity (Nuclear + Hydro + Renewable Sources) will be increased to 49.3 % by the end of 2021-22 and will further increase to 57.4% by the end of 2026-27 considering capacity addition of 47,855 MW coal based capacity already under construction and likely to yield benefits during 2017-22 and 46,420 MW coal based capacity addition required during 2022-27.

## 15.5 THERMAL

- i) India is now making a transition from power deficit to power surplus scenario.
- ii) Avenues of exports of surplus power available in the Indian Grid to the SAARC countries need to be vigorously explored and pursued.
- iii) A significant percentage of generating plants in the country is well past their useful life. They also contribute significantly to environmental pollution. CEA/MoP may undertake periodically a study to identify these units and draw up a time bound action plan for retirement of these inefficient and old units in consultation with the State Governments/ stakeholders.
- iv) Retrofitting of the existing thermal plants for increased ramping capacity and backing down capacity must be explored in view of integration of RES.
- v) Thermal plant in the vicinity of a city may explore the possibility of using treated sewage water from municipalities/corporations. Proper assessment of requirement of water by the power plants and availability of treated water from sewage need to be made for this purpose.
- vi) India is now having manufacturing capability of power plants related equipment to the extent of 20,000 MW per year. With the infusion of high quantum of RES into the grid, this full capacity may not be utilized by meeting the internal demand of the country. To ensure full utilization of capacity, the manufacturing companies may explore the possibility of exporting the equipment to other countries. This shall be consistent with the “Make in India” policy of the Government of India.
- vii) To accommodate high quantum of RES into the grid, thermal plants are likely to run at low PLF in future. Many plants may get partial/nil schedule of generation. Market mechanisms like ancillary services needs to be evolved through regulatory intervention so that the owners of thermal plants are able to use some of the stranded capacity.
- viii) The electricity grid is undergoing rapid transformation in terms of net load characteristics after accommodating the variability of RES. Conventional power plants must have rapid ramping and backing down capability. It is proposed that the ramping and backing down characteristics of different categories of conventional generating units are spelt out in the CEA standard. A conventional unit should demonstrate its ramping and backing down capability before it is declared under commercial operation.
- ix) To harness the balancing potential of the existing power plants, it is essential to develop market mechanism through regulatory intervention. The market must provide proper price signal to the potential stakeholders in the grid to willingly participate in the balancing market.
- x) Gas based power stations are best suited after hydro power plants (including PSPs) for providing balancing requirements of the grid due to integration of RES. Therefore, adequate gas should be made available for effective utilization of existing gas based stations.

## 15.6 FUEL REQUIREMENTS

- i) For the year 2017-18, coal based generation programme of 958 BU has been estimated in consultation of the power utilities. The total coal requirement of 630 MT for the power plants has been estimated considering normal monsoon year during the year 2017-18.
- ii) The total coal requirement in the year 2021-22 and 2026-27 has been estimated as 735 MT (Base case) and 877 MT respectively including imported coal of 50 MT. The coal requirement for the year 2021-22 and 2026-27 has been worked out considering 30% reduction in Hydro generation due to failure of monsoon and being supplemented by coal based generation.

- iii) Against a total domestic gas allocated to power projects of 87.05 MMSCMD, total gas supplied to these gas based power plants during the year 2016-17 was only 29.59 MMSCMD.
- iv) It has been estimated that the gas based power stations shall need at least 45.27 MMSCMD of gas to meet the balancing and peaking requirement of the grid.
- v) The scheme for utilisation of stranded gas based generation capacity introduced by Government of India is for two years only. However, a long term policy intervention is required for optimal utilization of gas based capacity in the country.
- vi) The regasification capacity in the country is also a matter of concern for gas based power plants, particularly for those who are connected with RGTIL East-West pipeline. Due to technical constraints like directional flows etc., imported RLNG from west coast cannot be transported to power plants located in the East Coast. Therefore, facility of re-gasification capacity may be suitably created at East coast also.

### 15.7 HYDRO

- i) Even though India is endowed with vast potential of hydro power, the development of hydro power has not taken place as per the planned capacity addition. In fact, the % of hydro capacity in the overall Installed capacity of the country has been registering a steady decline. The hydro development is plagued with many problems like land acquisition, R&R issues, environmental and forest clearance etc. Now, the need for capacity addition in hydro power is felt all the more with the rapid capacity addition in RES. Pumped storage and run of the river (with pondage) type of hydro power plants are ideal to meet the ramping and balancing requirement of the grid. In view of this, appropriate measures must be taken to address the problems associated with the hydro power development in the country.
- ii) At present India is having 9 no. of PSPs with a total installed capacity of 4,786 MW. However, of these only 5 no. of PSP having IC of 2,600 MW are operational. Others hydro power plants are not working in pumping mode due to a variety of reasons. The swing available from generation mode to pumping mode and vice versa in a pumped storage plant is an effective tool in the hands of the grid operators for grid management. Installation of more number of PSPs and ensuring that the existing PSPs are capable of running as PSPs, is the need of the hour. Suitable policy may be framed for encouraging and exploiting pump storage potential of the country. It is proposed that, for the sake of grid stabilization, effective control of operation of these plants by RLDCs/SLDCs needs to be evolved in consultation with States/Developers/Regulators.
- iii) Most hydro power plants have the ability to provide balancing power to manage variability associated with variable Renewable Energy (Solar and Wind). However, their participation in the above has been lukewarm as no financial incentive exists today on this account. There is no distinction between peak and off-peak tariff of a hydro plant. Therefore, suitable price signal needs to be generated to induce voluntary participation of the hydro plants in balancing requirement of the grid. Further, it is also proposed that infrastructure cost from the hydro project may be excluded for the purpose of determination of tariff.

### 15.8 RENEWABLE ENERGY

- i) India has achieved a total installed capacity of 57,244.24 MW from Renewable Energy Sources as on 31.3.2017.
- ii) The country has revised its Renewable Energy capacity target to 175 GW by 2022 in view of the significant renewable energy potential in the country.
- iii) Accelerated development of RES requires adequate indigenous manufacturing facility for RES related equipment. Policy framework may be developed to encourage setting up of RES related equipment manufacturing facility in the country This would be consistent with the Government of India's "Make in India" policy.

### 15.9 KEY INPUTS

- i) Adequate manufacturing facilities exist in India for main plant equipment. However, lack of orders is a concern of all equipment manufacturers.

- ii) A joint mechanism may be created under Ministry of Steel with participation from power equipment manufacturers and steel manufacturers for more information sharing on compositions/properties of various steels and steel products required and their indigenous development by the steel industry.
- iii) An organizational mechanism for information sharing on BoP vendors across industries needs to be considered. Such a mechanism could provide the details on orders in hand, T&P available, past performance etc. This could be a web based portal under DHI or Ministry of Commerce.
- iv) New advanced technologies based BoP systems like High Concentration Slurry Disposal (HCSD) type ash disposal systems, closed pipe type conveyors for coal handling plants (CHP), large size Reverse Osmosis systems also need to be indigenized.
- v) ODC movement continues to be a major constraint. Thus, the suggestion of manufacturers towards adoption of standardized maximum axle weight of around 16 MT/axle with no approvals required thereafter, single window clearance system for ODCs or undertaking a National Bridge Up-gradation Programme for upgradation of all bridges to minimum strength facilitating ODC movements need to be considered to remove the constraints prevailing in ODC movements.
- vi) Inland waterways can become an attractive mode of transportation in conjunction with Railways. The success of NTPC coal transportation to Farakka could be replicated across numerous other stations.
- vii) The prevailing regasification capacity for LNG in the country stands at about 21 Million metric tons per annum (MMTPA) – further expansions are being planned by several players. Also additional 15,000 km, of gas pipelines are under construction for completion of national Gas grid.
- viii) Future Infrastructure Project in railway line, Port development will be done through PPP mode.
- ix) Task Force may be created under NTPC with participation from equipment manufacturers/EPC contractors and utilities to examine the issue of pace of project execution in detail and work out an optimized framework of site preparation, T&P requirements etc. for overall improvement in project execution.

#### 15.10 FUND REQUIREMENTS

- i) The total fund requirement for capacity addition is estimated to be ₹ 11,55,652 crores during the period 2017-2022, which includes the RES capacity addition, as well as the expenditure done **during this period** for the projects coming up in the year 2022-27.
- ii) The total fund requirement is estimated to be ₹ 9,56,214 crores for the period 2022-27 and **does not include advance action for projects coming up during the period 2027-2032.**

#### 15.11 ENVIRONMENT

- i) The total CO<sub>2</sub> emissions projected for the year 2021-22 and 2026-27 is 1026 Million Tonnes and 1173 Million Tonnes respectively.
- ii) The average emission factor from grid connected power stations during 2015-16 was 0.721 kg CO<sub>2</sub>/kWh. It is expected to reduce to 0.604 kg CO<sub>2</sub>/kWh in the year 2021-22 and to 0.524 kg CO<sub>2</sub>/kWh by the end of 2026-27.
- iii) Emission intensity kgCO<sub>2</sub>/GDP (₹) from grid connected power stations is likely to reduce by 40.51 % by the end of 2021-22 and 53.65 % by the end of 2026-27 from the year 2005 level.
- iv) It is estimated that 20.69 Million Tonnes of CO<sub>2</sub> emissions have been avoided by 31.03.2017 due to commissioning of Super-critical technology based coal power plants vis-à-vis the scenario of only subcritical units had been commissioned.
- v) It is estimated that about 268 Million Tonnes of CO<sub>2</sub> emission will be avoided annually by the end of the year 2021-22 from renewable energy sources.
- vi) Country has achieved 60.97% of fly ash utilisation in the years 2015-16. In terms of absolute value, the same stands at 107.77 million tonnes.
- vii) Detailed unit-wise feasibility study covering all factors like technology, investment, time frame, suitability in Indian context etc. may be carried out.

#### 15.12 R & D in POWER SECTOR

---

There are many problems in Indian power sector which are specific to Indian conditions. Through promotion of R&D, these specific problem areas need to be addressed. It is suggested that CEA may act as an interface between Industry and academics for this purpose. An advisory group may be created for promotion of R&D activities in the country with a permanent cell at CEA. The advisory group may have members drawn from Government, Dominant players in the field of Generation, Transmission and Distribution sectors like NTPC, NHPC, BHEL, Powergrid, CESC etc., Research institutions like CPRI and Academic Institutions like IISc/IITs/ NITs.

### **15.13 HUMAN RESOURCE**

- i) Sufficient number of Engineers, Managers and Diploma holders are available in the country. However, there are gaps in respect of lower level skills like that of ITI.
- ii) It is proposed that all Central Sector Utilities, all State Sector Utilities and all IPPs should create sufficient Training infrastructure as per the norms stipulated in notification of September 2010 issued by CEA.
- iii) CEA has recognized about 74 Training Institutes spread all across the country. These institutes may be strengthened for Distribution/Lineman training along with training in renewable sector such as solar, wind etc.
- iv) As per National Training Policy of MoP all organizations need to allocate training budget at least equal to 5% of salary budget exclusively for funding training activities